Instituto Superior de Engenharia do Porto
Departamento de Engenharia Electrotécnica de
Sistemas Eléctricos de Energia

Estudo e Coordenação das Principais Protecções Eléctricas de Geradores e Transformadores de uma Central de Cogeração

Ivo Jorge Marques Resende

Licenciado em Engenharia Electrotécnica – Ramo de Sistemas de Energia
pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto

Dissertação submetida para satisfação parcial dos requisitos do programa do curso de Mestrado em Engenharia Electrotécnica - Sistemas Eléctricos de Energia

Dissertação realizada sob a supervisão de

Orientador: Professor Doutor Filipe Azevedo
Professor Adjunto do Instituto Superior de Engenharia do Porto

Porto, Novembro de 2010

RESUMO

O Sector eléctrico possui uma grande importância nas sociedades modernas. Dados os elevados custos de produção de energia e o grande impacto que esta tem na nossa economia e na sociedade, em geral, a utilização mais eficiente da energia é um factor fulcral. Com a evolução da electrónica e consequente aumento das capacidades dos computadores, as protecções eléctricas são cada vez mais eficazes e com índices de fiabilidade mais elevados, algo muito importante em instalações de elevado custo de investimento e manutenção. No entanto, o seu bom funcionamento está dependente do correcto dimensionamento das protecções e de uma análise técnica capaz de prever necessidades futuras.

Após uma breve introdução no capítulo 1 é efectuado no capítulo 2 um breve estudo de protecções eléctricas e o seu estado de arte.

Nos Capítulos 3 e 4 é efectuado o dimensionamento e estudo da selectividade das protecções de grupo de Alternador e Transformador escolhidos para a nova central de cogeração da refinaria de Matosinhos da Galp. No presente estudo foram apenas consideradas as protecções típicas de alternador e apenas a protecção diferencial do transformador. Todas as protecções foram dimensionadas com base no tutorial de protecções de geradores do IEE e com informação referente ao manual de instruções do relé G60 da GE industrial systems, o DTP-B da GE multilin e o ELIN Power Plant Automation.

No Capítulo 5 é demonstrada a importância da análise *Safety Instruments Systems* (SIS), o seu modo de aplicação e necessidade de implementação em locais industriais como o caso em estudo. Por último, é efectuado um pequeno estudo económico onde é efectuada a comparação dos custos dos diversos equipamentos, protecções e manutenções efectuadas.

ABSTRACT

The electric sector has a great importance in modern societies. Given the high costs of energy production and the impact that it has on our economy and society in general, a key factor is the efficiency of the use of the energy. With the evolution of electronics and consequent increased capacity of computers, electrical protections are more efficient and with higher levels of reliability, which is very important in systems of high investment cost and maintenance. However, their functioning is dependent on the proper sizing of the protections and a technical analysis that can predict future needs.

After an introduction in Chapter 1, in Chapter 2 as made a brief survey of electrical protections and a status of the art.

In Chapters 3 and 4 is carried out the dimensioning and the selectivity study of the protections of generator and transformer group chosen for the new cogeneration plant at the Matosinhos Galp refinery. In this study we only consider the typical protections of the generator and the differential protection of the transformer. All the protections were designed based on the tutorial of the IEE and information on the manual for the G60 relay GE Industrial Systems, DTP-B GE multilingual and ELIN Power Plant Automation.

In Chapter 5 is demonstrated the importance of analyzing Safety Instruments Systems (SIS), its mode of application and need to implement in places like the industry. Finally, it is made a short economic study where is compared of the costs of various equipment, protection and maintenance performed.

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABELAS

LISTA DE ABREVIATURAS

TI	Transformador de Intensidade
TT	Transformador de tensão
In	Intensidade de corrente nominal
Un	Tensão nominal
R	Resistência óhmica
P	Resistividade
L	Comprimento
S	Secção dos condutores
Cl	Classe de precisão
Id	Intensidade de corrente diferencial
GE	General Electric Inc
Rpm	Rotações por minuto
Uf	Tensão de excitação nominal
If	Intensidade de corrente rotórica
Xd	Reactância longitudinal não saturada
Xq	Reactância transversal
X'd	Reactância transitória longitudinal não saturada
X'ds	Reactância transitória longitudinal saturada
X'q	Reactância transitória transversal
X''d	Reactância sub transitória longitudinal não saturada
X''ds	Reactância sub transitória longitudinal saturada
X''q	Reactância sub transitória transversal
X2	Reactância inversa
X0	Reactância homopolar
S_{min}	Potência de perdas totais do gerador
U_{3TH}	Tensão do 3º harmónico
$U_{3TH(defeito)}$	Tensão do 3º harmónico em presença de defeito
I_{pickup}	Intensidade de corrente de arranque da protecção
U pickup	Valor de Tensão de arranque da máquina
Ucc_{TR}	Tensão de curto-circuito do transformador
AT	Alta Tensão
MT	Media Tensão
BT	Baixa Tensão

PFD	Probabilidade de falha em funcionamento
EIL	Níveis de consequências ambientais
LIL	Níveis de consequências económicas
SIS	Sistemas instrumentais de segurança
SIF	Funções instrumentais de segurança
SIL	Níveis instrumentais de segurança
LTE	Linha de transporte de energia
REN	Rede Eléctrica Nacional
DGEG	Direcção Geral de Energia e Geologia

1 INTRODUÇÃO

Neste presente capítulo pretende-se dar a conhecer o trabalho desenvolvido. Sendo a área da Produção de Energia Eléctrica uma área de grande importância na nossa sociedade, este trabalho pretende abordar a área das Protecções Eléctricas dos grandes grupos produtores, como também a viabilidade e importância da Avaliação Técnico Económica das mesmas. No seguimento deste trabalho poder-se-á ver a importância das protecções eléctricas e a relevância das mesmas para o correcto funcionamento dos sistemas eléctricos, as protecções estudadas neste trabalho são as aplicadas nos grandes grupos produtores de todo o mundo

1.1 Âmbito do Trabalho

Este trabalho insere-se na disciplina de dissertação do Mestrado em Engenharia Electrotécnica - Sistemas Eléctricos de Energia do Instituto Superior de Engenharia do Porto, no ano lectivo de 2009/2010.

1.2 Enquadramento

No ano de 1982, com o objectivo de incentivar a autoprodução de energia eléctrica, foi regulada a actividade de produtores independentes, com a possibilidade de estabelecer o paralelo com a Rede Eléctrica Nacional e definidas condições para valorização de excedentes de energia eléctrica entregues a esta. As principais unidades fabris dos diferentes sectores industriais, com consumos significativos de vapor/calor e em que os projectos demonstravam viabilidade técnica e económica, foram-se equipando com sistemas de cogeração, ou seja, sistemas de produção combinada de calor e electricidade. Actualmente a cogeração possui um papel importante no panorama energético nacional com uma potência instalada, no final de 2005, de cerca de 1.207 MW, repartida por diversas tecnologias. Com vista a garantir a continuidade e a segurança do fornecimento de energia eléctrica é necessário assegurar um correcto dimensionamento de um

sistema de protecções nomeadamente, protecções eléctricas de geradores e transformadores de grupo de cada uma destas centrais. Também de salientar que as centrais de cogeração são muito mais eficientes que as centrais térmicas, conseguem produzir com menos matéria prima mais energia e produzem também menos gases com efeito nocivo para o meio ambiente.

1.3 Proposta de Trabalho

Dada a potência instalada em centrais de cogeração em Portugal e a implementação futura de novas centrais deste tipo, este trabalho tem como principal objectivo o estudo e respectiva coordenação das principais protecções eléctricas de gerador e transformador de grupo de uma central de cogeração, com o sentido de calcular todos os parâmetros necessários para a correcta configuração dos relés de protecção utilizados. Pretende-se também que seja efectuada uma análise técnico-económica do custo do sistema de protecções a utilizar *versus* custo do equipamento a proteger *versus* custos da instalação (manutenção, reparação e indisponibilidade do referido sistema).

1.4 Motivações

Existem diversas referências científicas sobre protecções eléctricas aplicadas aos mais diversos equipamentos do Sistema Eléctrico de Energia, contudo, é muito difícil encontrar nessa mesma literatura alguma que trate este problema de forma integrada, onde seja estudada a coordenação e parametrização das principais protecções eléctricas de geradores e transformadores de grupo de uma central, conjuntamente com uma análise técnico-económica dos custos das mesmas *versus* todos os restantes custos associados à instalação, manutenção e reparação dos mesmos. Uma das grandes motivações para o desenvolvimento deste trabalho deve-se o facto de o autor deste trabalho estar integrado nos quadros da Refinaria do Porto propriedade da Galp, onde se encontra neste momento o desenvolvimento e construção de uma nova Central de Cogeração.

Dado que o referido autor desempenha funções na Central Termo Eléctrica na área da coordenação de operações e supervisão sobre todas as condicionantes das protecções eléctricas internas da refinaria. Por tudo isto, é de grande interesse o desenvolvimento deste tipo de trabalhos. Esta nova Central tem um papel importante no desenvolvimento da Refinaria de Leça da Palmeira e na sua sustentabilidade, devido ao facto da central ter uma grande capacidade de produção de Vapor e Energia Eléctrica, requisitos necessários numa Central de cogeração.

1.5 Organização da Dissertação

A presente dissertação pretende relatar o trabalho desenvolvido, enquadrá-lo na realidade actual, apresentar os resultados e conclusões do mesmo. Com este objectivo, e após uma breve introdução, no Capítulo 2 faz-se referência ao estado da arte e a algumas considerações sobre a central de cogeração da refinaria de Matosinhos e importância das protecções dos equipamentos nela existentes.

No Capítulo 3 apresenta-se os equipamentos a proteger e as suas características técnicas.

No Capítulo 4 são efectuados todos os cálculos necessários para a correcta protecção dos Geradores e Transformadores da central de cogeração. São ainda abordadas explicações técnicas e científicas sobre as várias protecções.

No Capítulo 5 é efectuada uma análise técnico-económica onde são comparados os custos das protecções face aos equipamentos a proteger. Neste capítulo também é demonstrado como se efectua a análise SIS (Sistemas Instrumentais de Segurança), os instrumentos responsáveis pelas seguranças na Refinaria do Porto.

Finalmente, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões do trabalho, algumas considerações finais e ainda perspectivas de desenvolvimento futuro do trabalho apresentado.

2 ESTADO DE ARTE E CONSIDERAÇÕES SOBRE AS PROTECÇÕES

2.1 Introdução

Neste capítulo pretende-se apresentar algumas considerações gerais sobre a refinaria de Matosinhos, a sua importância assim como, a relevância das protecções eléctricas, equipamentos a proteger, equipamentos auxiliares às protecções eléctricas. Também se efectuará uma breve introdução a viabilidade técnico-económico das protecções.

2.2 Considerações sobre a Cogeração da Refinaria de Leça da Palmeira

A central de cogeração da refinaria do Porto localiza-se no interior das instalações desta unidade industrial que está situada junto ao litoral, entre a Boa-Nova e o Cabo do Mundo, na freguesia de Leça da Palmeira, no concelho de Matosinhos, ocupando uma área de 290 hectares, a Noroeste da cidade do Porto e a cerca de 2 km a norte do Porto de Leixões (Profindo, 2007).

A central de cogeração a instalar na refinaria do Porto pertencente à Galp Energia tem como objectivo satisfazer uma parte significativa das suas necessidades de vapor, permitindo a redução das emissões atmosféricas produzidas no actual sistema de produção de energia, tornando-o, também, mais eficiente.

<u>Elementos funcionais:</u>

- Dois grupos geradores, constituídos pela associação de duas turbinas que funcionam a gás natural com os respectivos alternadores;

- Duas caldeiras de recuperação da energia contida nos gases de exaustão das turbinas, equipadas com sistema de queima suplementar utilizando gás natural para produzir, no máximo, cada uma, 150 toneladas por hora de vapor sobreaquecido.

Os sistemas auxiliares são:

Sistema eléctrico de alta tensão e transformadores, sistema eléctrico de média tensão, sistema eléctrico de baixa tensão, sistema de combustível, sistema de ar comprimido, sistema de tubagens, condutas, ligações mecânicas, sistema de instrumentação, controlo de auxiliares, aquisição de dados e sistema de protecção contra incêndios.

Como projecto associado existe a Linha de Transporte de Energia (LTE), que é uma linha eléctrica aérea, a 63 kV de tensão, que parte da subestação da Refinaria do Porto em direcção à subestação de Custóias, numa extensão de cerca de 4,3 km. Não constitui um projecto associado o gasoduto de alimentação, porque o gasoduto de alta pressão está em processo de desenvolvimento e de licenciamento, a cargo da REN Gasodutos que fará a entrega na Refinaria.

A empresa Galp Power é a entidade que propõe a realização do projecto da Central de Cogeração da Refinaria do Porto, pelo facto, diz-se que é o proponente do Projecto. A entidade licenciadora do projecto é a Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), este projecto é tipo A.

Com a entrada em funcionamento da Central de Cogeração, a Refinaria colocará fora de serviço quatro das actuais seis caldeiras. As restantes duas caldeiras já existentes funcionarão apenas como apoio da Cogeração, em regime descontínuo. Em termos de emissões, as reduções face à situação actual serão significativas nomeadamente em óxidos de enxofre (atendendo a que o combustível da unidade de cogeração será o gás natural) ou mesmo as partículas, os óxidos de azoto e o dióxido de carbono (em particular na componente associada à energia térmica).

2.3 Importância das Protecções Eléctricas

A interligação de sistemas produtores de energia eléctrica numa rede de produção, transporte e distribuição de energia, tem como objectivo garantir continuidade, segurança e confiança no fornecimento de energia a todos os consumidores (Barrenetxea, 1997).

A procura de energia eléctrica está associada a consumidores que se instalam nas mais diversas zonas geográficas, pelo que a rede de transporte terá de ser implementada em função disso. Já a geração de potência deve ser colocada na rede em pontos adequados, havendo várias condicionantes e ter em conta, entre as quais as características físicas e exploração da própria rede, restrições ambientais e económicas.

Da interligação resultam efeitos e necessidades a ter em consideração para que se possa falar na qualidade de serviço prestado. Como efeitos poderemos falar, entre outros, em economia de meios uma vez que são utilizadas linhas de transmissão comuns a vários produtores. Como necessidades a mais importante será a de assegurar a estabilidade de grandezas fundamentais à rede como a frequência e a tensão dentro dos limites exigidos relativamente à continuidade de serviço, inclui-se aqui a ausência de micro cortes ou cavas de tensão.

Para que isto aconteça é necessário que o projecto dos sistemas tenha em atenção modos adequados de operação, assim como a implementação de protecções adequadas aos vários fenómenos que podem levar ao desvio dos objectivos mencionados. Esses fenómenos ou perturbações de rede como curto-circuito entre fase(s) e terra ou entre fases, queda de um ou mais condutores, descargas atmosféricas, entrada e saída de geradores da rede, alterações de trânsitos de potência entre outras, têm de ser monitorizados de forma continua para que os sistemas de protecção reajam e os elimine ou atenue mantendo a estabilidade da rede.

A rede eléctrica nacional é composta por uma rede de linhas de transporte (de 400kV, 220kV, 150kV), sub transporte (60KV), uma rede de distribuição (com tensões de 30kV e 15kV, outros níveis de tensão ainda estão em uso), e a entrega aos consumidores é feita normalmente a 400V, havendo também consumidores que recebem em média e alta tensão. A essa rede estão ligados os geradores com potências de algumas dezenas de kW (mini-hídricas e eólicas) até aos modernos grupos das centrais térmicas de centenas de MW.

Com as topologias das redes existentes, em caso de defeito, as correntes de curto-circuito são elevadíssimas, pois, temos sempre vários geradores a contribuir para a alimentação do defeito. Sendo assim, os sistemas de protecção utilizados são diversificados e complexos, pois em função do defeito existente, e dado o conhecimento teórico sobre o seu desenvolvimento no tempo, são aplicados sistemas específicos para vigilância e actuação de cada perturbação.

Na prática, o custo de um sistema de protecções é elevado, pelo que terá de ser ponderado o custo do equipamento a proteger *versus* o custo de instalação e manutenção do referido sistema. É também relevante, outra componente não valorizada directamente em euros, mas que passa pelo peso relativo do gerador no nó de rede sob o ponto de vista da potência assim como da sua capacidade de ser um contributo importante de estabilidade da frequência e tensão no nó a que está ligado.

<u>A elaboração de um plano de protecções visa a satisfação dos objectivos seguintes:</u>

- Obter a segurança da instalação;
- Minimizar os danos materiais originados por um incidente reduzindo os tempos de eliminação dos defeitos;
- Não restringir a exploração dos grupos, mantendo-os sempre em serviço até que sejam ultrapassados os limites técnicos para os quais foram garantidos.

2.4 Selecção das Protecções deste Trabalho

Os reles de protecção demonstrados não são os que vão proteger os equipamentos, isto porque, não foram disponibilizados os modelos nem os manuais dos mesmos, por isso os reles de protecção tiveram que ser seleccionados de uma forma quase aleatória. Os reles seleccionados foram os seguintes: IEGL 21/25 (protecção do gerador, terra rotor), o General Electric (G60, restantes protecções eléctricas do alternador) e o DTP-2000 (transformador). Contudo na tentativa de tornar este trabalho o mais real possível foram utilizadas as características reais dos grupos geradores e as protecções explicadas serão as aplicadas.

2.5 Equipamentos de Protecção

Existem várias gerações de reles de protecção que são baseadas na tecnologia existente na época do seu desenvolvimento, podendo hoje ser agrupadas em três famílias: relés electromecânicos, electrónicos e numéricos (digitais).

As várias famílias têm uma característica comum, a fiabilidade, que nos dá um grau de confiança relativamente à sua actuação. Com a evolução tecnológica o aumento da fiabilidade, dos relés digitais, é de tal forma elevada, que as "actuações intempestivas" são quase inexistentes, aumentando desta forma a confiança nos relés por parte de quem os instala.

Na instalação real escolhida para este trabalho foi utilizado o critério da existência de relés digitais, havendo apenas uma função de protecção, terra rotor, garantida por um relé de tecnologia electrónica analógica (ELIN industrial).

Hoje a construção dos relés de protecção obedece a normalização tanto para os componentes físicos (Hardware – norma CEI 255) como para os programas de controlo (Software – norma ISO 9001). Além disso, todo o relé deverá cumprir com as especificações da CE.

No que diz respeito às normas respeitadas pelos fabricantes, de uma forma geral são seguidas as normas internas dos fabricantes, existindo referência nos manuais técnicos de cada relé de protecção a um conjunto de normas harmonizadas quando uma qualquer grandeza está presente no equipamento e interfere com o meio exterior.

Como nota complementar, nos EUA, a utilização de valores obtidos pela experiência dos fabricantes, que posteriormente, por força da sua utilização continuada e testada com sucesso, são também considerados em documentos da IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.) e eventualmente normalizados.

Como exemplo podemos ver a protecção "terra estator", descrita em pormenor mais adiante, que utiliza duas zonas distintas para leitura e detecção de defeito, onde a primeira zona é habitualmente designada de "0 a 95%" e normalizada com o código "59", em virtude de ser uma função de máxima tensão, a segunda zona habitualmente designada de "95 a 100%" e normalizada com o código "27" em virtude de ser uma função de mínima tensão.

O conjunto das duas zonas de cobertura constitui uma protecção completa para detecção de qualquer defeito à terra em todo o enrolamento estatórico. Para o conjunto das duas funções agrupadas não se encontra um código normalizado, todavia são um *standard* para os fabricantes de protecções.

2.6 Equipamentos Auxiliares das Protecções Eléctricas

Os transformadores de Tensão e Intensidade, são fundamentais para que um sistema de protecções funcione bem, pois são as suas características construtivas que definem a forma como transmitem a informação da tensão e da intensidade de corrente eléctrica quanto ao seu valor, amplitude e precisão. Ora em termos industriais, equipamentos destes apropriados para garantir medidas com

mais ou menos precisão, assim como com maior ou menor gama de valores a medir. Assim sendo, temos transformadores com classes definidas quanto à sua aplicação e quanto à sua precisão.

Para os sistemas de protecção são utilizados TTs (Transformadores de Tensão) com características próprias para esta utilização, ou seja, a linearidade da resposta às grandezas primárias a ler é muito aproximada a uma recta e excede 10 a 20 vezes a corrente nominal dentro da característica linear sem atingir a saturação. Assim como o erro de leitura é baixo (tipicamente 1% a 5% para medida de correntes e 1% a 3% para medida de tensões).

Quanto à precisão dos transformadores de corrente, está normalizada pela CEI 60044-1, pelo que é usual utilizar equipamentos com seguintes classes:

Tabela 1 - Precisão dos Transformadores de Corrente

5P10	Tem 1% de erro máximo até à corrente nominal (In) e 5% de erro máximo até 10 x In
10P10	Tem 3% de erro máximo até à corrente nominal (In) e 10% de erro máximo até 10 x In
5P20	Tem 1% de erro máximo até à corrente nominal (In) e 5% de erro máximo até 20 x In
10P20	Tem 3% de erro máximo até à corrente nominal (In) e 10% de erro máximo até 20 x In

Outras condições importantes a ter em conta são a potência necessária para excitar os relés que estão ligados aos secundários dos transformadores de intensidade. Assim, uma vez que o secundário destes transformadores têm resistência óhmica bastante baixa os condutores de ligação podem introduzir um aumento relativo acentuado do valor óhmico do circuito.

Para correntes de defeito elevadas a potência máxima a fornecer pelo secundário do transformador, é dada pela fórmula:

$$S = R \times I^2 \qquad \text{; com as unidades} \qquad [\,\text{VA}\,] = [\,\Omega\,] \times [\,\text{A}\,]$$

deve ter-se em conta que a resistência R do circuito eléctrico entre o TI e o relé é a seguinte:

$$R = R_{i\,(transformador\ de\ \mathrm{int}ensidade)} + 2 \times R_{(cabo)} + R_{(\mathrm{int}erna\ \ do\ relé)}$$

para o cálculo da resistência óhmica do cabo condutor, vemos que depende do material condutor, da distância entre o relé e o transformador e da secção do condutor, temos:

$$R_{cabos} = \rho \frac{\ell}{s} \qquad \text{; com as unidades} \qquad [\Omega] = [\Omega \times \text{mm}^2/\text{m}]\frac{[\text{m}]}{[\text{mm}^2]}$$

Tipicamente utilizam-se cabos em cobre de baixa resistividade e de secções elevadas para diminuir a resistência óhmica dos mesmos, de acordo com as expressões anteriores. Para minimizar esta questão quando, numa instalação, os relés de protecção estão distantes dos transformadores de intensidade, é utilizada nos secundários destes a corrente normalizada de 1 ampère em detrimento da corrente, também normalizada, de 5 ampères.

Os transformadores de tensão não são tão críticos relativamente aos aspectos focados no parágrafo anterior. Pois como estes não são percorridos por correntes tão elevadas as suas perdas não são significativas.

2.7 Condições de Instalação

Dado o local e o tipo de instalações que este complexo alberga é necessário que os equipamentos utilizados tenham em consideração diversos factores tais como; temperatura, humidades entre outros. A relevância e importância dada às condições de instalação dos diversos equipamentos poderá reflectir-se em graves problemas futuros, nomeadamente ao nível de segurança e impacto económico na empresa.

As condições de instalação a ter em conta para a instalação serão as seguintes:

- Altitude sobre o nível do mar. Inferior a 1000 m.
- Temperatura:

  Média anual: + 15 ºC

  Máxima + 38.3 ºC

  Média do mês mais quente (Agosto) + 24 ºC

  Mínima - 4.5 ºC
- Ambiente: Industrial, perto da costa
- Actividade sísmica Coeficiente Z 0.3

2.8 Métodos e Importância da Analise Técnico Económica

Na parte final deste trabalho vai ser efectuada uma análise técnico-económica onde se pode verificar a importância das protecções, para desenvolvimento de projectos que envolvam grandes custos de manutenção, reparação, indisponibilidade e instalação. A finalidade desta análise no trabalho advém do facto de realçar a importância dos sistemas de protecção e supervisão do equipamento. Por fim, através desta análise iremos verificar a sua importância no projecto final (Camilia Zago, 2009).

Os principais métodos de análise utilizados pela engenharia para tomar decisões entre alternativas de investimento são :

- O Valor Anual Equivalente: consiste na determinação do valor anual equivalente de uma sequência de fluxos iguais, no final de cada período de tempo, que teria o mesmo efeito financeiro, considerando a taxa de juro, que um outro fluxo ou sequência de fluxos monetários que não são, necessariamente de valores iguais ou igualmente espaçados no tempo.

- Valor Presente: envolve a determinação do valor monetário equivalente a fluxos monetários futuros, a uma dada taxa de juro.

- Taxa de Rendimento (TIR): é determinada calculando a taxa de juro à qual o valor presente dos fluxos monetários de um projecto de investimento é igual a zero.

- Análise custo/benefício: é a comparação dos custos de um projecto de investimento com os seus benefícios feita pela diferença dos valores equivalentes, diferença entre benefício e custo, e não pelo seu quociente, como se pode inferir da designação mais comum de custo benefício.

Um estudo de análise de investimentos compreende:

- Um investimento a ser realizado
- Enumeração de alternativas viáveis
- Análise de cada alternativa
- Comparação das alternativas e escolha da melhor alternativa.

Dos vários métodos utilizados para análise de técnico económica de projectos, será utilizado no presente estudo o método da análise custo/benefício.

Na análise económica a escolha entre duas ou mais alternativas tecnicamente viáveis, normalmente irá tender para aquela que possuir o menor investimento inicial ("*capital cost*") e o melhor desempenho para atender um determinado projecto industrial. Deve-se realçar que nem sempre é possível atender ambas as condições, e por vezes a melhor opção é aquela que resulta de uma combinação de resultados que deverão ser analisados a partir dos critérios estabelecidos no

projecto. Desta forma cabe ao responsável pelo projecto, efectuar uma análise técnico-económica para tomar a melhor decisão.

As organizações deparam-se diariamente com vários desafios, entre eles encontra-se o planeamento de investimentos em novos projectos diante das incertezas do mercado.

A análise de viabilidade económica e financeira integra várias actividades desenvolvidas pela engenharia financeira, que procura identificar quais são os benefícios esperados num dado investimento e colocá-los em comparação com os investimentos e custos associados ao mesmo, ao fim de verificar a sua viabilidade de implementação. A engenharia financeira é o estudo dos métodos e técnicas usadas para a análise económico-financeira de investimentos.

A análise de investimentos pode ser considerada como o conjunto de técnicas que permitem a comparação entre os resultados das diferentes alternativas existentes de forma científica. A análise de investimentos compreende não só alternativas entre dois ou mais investimentos a escolher, mas também a análise de um único investimento com a finalidade de avaliar o interesse na implementação do mesmo.

2.9 Conclusão

Neste capítulo foram abordados alguns temas de interesse geral no âmbito dos sistemas eléctricos de energia tais como a importância das protecções eléctricas, equipamentos de protecção e equipamentos auxiliares, assim como também se efectuaram algumas referências sobre a cogeração, a sua importância, local de instalação e características produtivas.

3 CARACTERISTICAS TECNICAS DO ALTERNADOR E DO TRANSFORMADOR

3.1 Introdução

Este capítulo pretende referir algumas características construtivas dos equipamentos tratados neste trabalho, tais como, os geradores e transformadores, e ainda informações sobre a aplicabilidade destes e locais de condicionamento.

3.2 Características do Alternador

Os geradores da empresa BRUSH BDAX, que irão ser utilizados na central de cogeração, são geradores usados extensivamente para diversas aplicações, tais como cogerações, centrais hídricas, complexos industriais e outras (GE Energy, 2008).

Estes geradores são projectados para serem conduzidos por turbinas a vapor e turbinas a gás, tendo a empresa uma extensa experiência operacional em ambas as aplicações.

O BDAX BRUSH turbo geradores tem um projecto simples, utiliza o número mínimo de componentes individuais, oferecendo economias substanciais em termos de reparação e substituição, todas as unidades são testadas na fábrica, reduzindo o tempo de construção, utilizam uma construção modular para dar um bom equilíbrio entre flexibilidade e padronização de componentes para a construção económica e rápida, sistema facilmente adaptado a qualquer desenho de turbinas e são totalmente compatível com as disposições das normas internacionais incluindo CEI e IEEE.

A faixa de tensão vai ate os 20kV, a velocidade varia entre 3000 rpm para 50Hz e 3600 rpm para 60Hz, a excitação pode ser com ou sem escovas, a sua potência pode variar entre 10 a 300MVA, pode também ser capaz de funcionar como compensador síncrono e pode utilizar três tipos de

arrefecimento circuito aberto, (filtro de ventilação), circuito fechado de ar (água de refrigeração) e circuito fechado de ar (refrigerado a ar).

Tabela 2 - Características do Gerador

Fabricante	GE Energy
Tipo	BDAX 7 - 290ERHN
	Síncrono, 50 Hz
Potência aparente nominal	56.75 MVA
Factor de potência nominal (cosα)	0,8
Corrente nominal estator	2978 A
Tensão nominal estator	11000 V
Tensão de excitação nominal (Uf)	42 V
Corrente rotórica (If)	857 A
Velocidade nominal	3000 rpm
Perdas mecânicas totais	314 kW
Perdas no ferro	209 kW
Perdas no cobre	331 kW
Perdas mecânicas (ventilação e chumaceiras)	212 kW
Perdas suplementares e de excitação	141 kW
Perdas totais	924 kW
Resistência p/ fase enrolamento estatórico a 20º C	0,0033 Ω
Resistência do enrolamento indutor a 20º C	0,157 Ω
Reactância longitudinal não saturada (Xd)	2,26 pu
Reactância transversal (Xq)	0,25 pu
Reactância transitória longitudinal não saturada (X'd)	0,21 pu
Reactância transitória longitudinal saturada (X'ds)	0,30 pu
Reactância transitória transversal (X'q)	0,25 pu
Reactância subtransitória longitudinal não saturada (X''d)	0,15 pu
Reactância subtransitória longitudinal saturada (X''ds)	0,21 pu
Reactância subtransitória transversal (X''q)	0,18 pu
Reactância inversa (X2)	0,26 pu
Reactância homopolar (X0)	0,12 pu
Kt transitória longitudinal, circuito aberto (T'd0)	10.5 s
Kt transitória longitudinal, curto-circuito (T'd)	0.73 s
Kt subtransitória longitudinal, circuito aberto (T''d0)	0.05 s
Kt subtransitória longitudinal, curto-circuito (T''d)	0.04 s

3.3 Características do Transformador

Este transformador foi construído pela Efacec e tem 63 MVA, foi escolhido para o lado de alta tensão a ligação em estrela devido as baixas correntes, e no lado de baixa tensão foi optado pela ligação em triângulo devido as correntes altas. Embora esteja acessível o cabo de neutro, este não será utilizado.

Os transformadores principais vão estar situados no exterior, numa área anexa à uma nova subestação da cogeração delimitada com muros de separação para conter incêndios, mantendo uma distância mínima de 1 metro entre qualquer elemento do transformador e do muro. A solução construtiva dos respectivos muros pára fogo e os carris existentes permitem a remoção dos mesmos, em caso de necessidade de manutenção na Fábrica (Technoedif, 2009).

Estes transformadores serão de isolamento a óleo. Estão providos de um sistema de contenção para a recolha das fugas do óleo do transformador. Este sistema terá capacidade suficiente para albergar o volume do óleo do transformador e da água vertida durante 10 minutos pelo correspondente sistema contra Incêndios.

Tabela 3 - Características do Transformador

Fabricante	EFACEC
Tipo	TP1/2, trifásico, ONAN
	Fases dissociadas
Potência aparente nominal	63 MVA
Relação de transformação	63/11 kV
Índice horário	YNd11
Corrente nominal AT	577 A
Corrente nominal BT	3307 A
Tensão de curto-circuito (Uk)	10%

4 ESTUDO E COORDENAÇÃO DAS PROTECÇÕES ELÉCTRICAS

4.1 Esquema das Protecções do Gerador e Transformador

As protecções do alternador são asseguradas por relés multifunções da General Electric (GE) sendo o relé G60 o elemento central que integra a maior parte das funções que garantem a protecção dos geradores, as restantes funções de protecção são garantidas pelos relés DTP2000 e IEGL 21/25, sendo este último de fabrico ELIN.

RELÉ G60	
DIFERENCIAL DE ALTERNADOR	87S [1]
TERRA ESTATOR	
SOBRETENSÃO DE NEUTRO	59X
SUBTENSÃO DE 3º HAR. NO NEUTRO	27TN
DESEQUILÍBRIO DE CARGAS	46
MÁXIMO I MÍNIMO U	51V
CORTE DE EXCITAÇÃO	40
OSC. POT. / P. DE SINCRONISMO	78
MÍNIMA IMPEDÂNCIA	21P
MÁXIMA TENSÃO	59P
POTÊNCIA INVERSA	32
RELÉ IEGL21/25	
TERRA ROTOR	64
RELÉ DTP-B	
DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR	87T
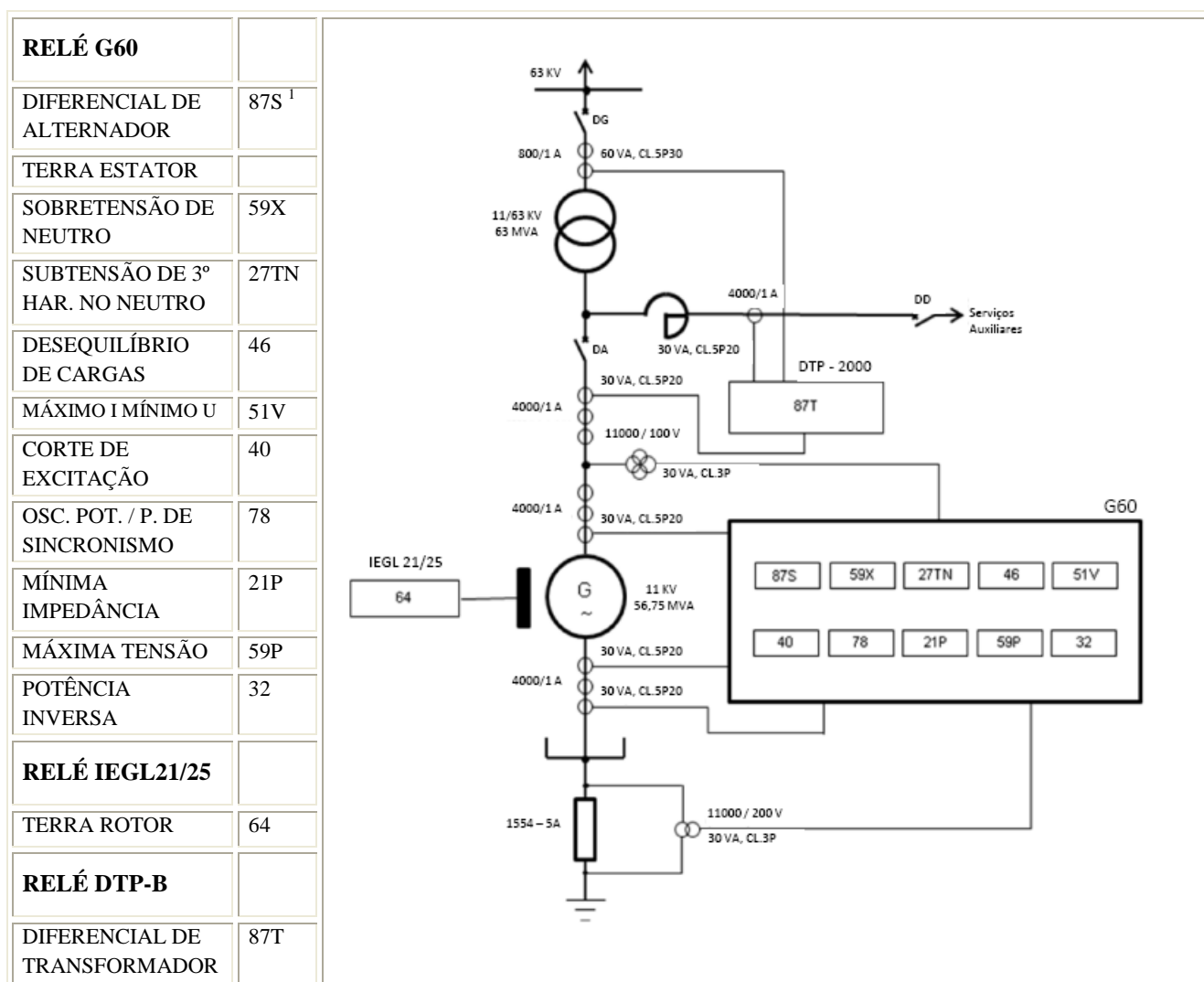
Figura 1 - Esquema das Protecções

[1] Identificação das funções de protecção segundo a norma "ANSI/IEEE C37.2-1979", *American Nacional Standart – IEEE Standart Electrical Power System Divice Function Numbers.*

4.2 Cálculos das Protecções do Gerador

4.2.1 Diferencial de Alternador

Objectivo: Proteger contra curto-circuitos entre fases do enrolamento estatórico.

No caso de curto-circuitos entre fases no enrolamento estatórico ou entre os terminais do gerador, a máquina deve ser rapidamente desligada da rede e parada para limitar os estragos.

Apesar das estatísticas mostrarem que os curto-circuitos entre fases são um dos raros tipos de defeito em geradores é considerado necessário ter protecção de curto-circuitos entre fases de rápida actuação para todas as unidades. Os relés diferenciais providenciam esta função de protecção. Para as unidades mais pequenas o relé de impedância (ou tensão/corrente) poderá ser utilizado como protecção principal. Os relés de máxima intensidade podem ser usados se a corrente de defeito for suficientemente alta para assegurar a actuação destes relés.

O risco de saturação dos transformadores de corrente no caso de curto-circuitos externos é elevado. É, por isso, importante que o relé diferencial se mantenha estável mesmo quando os transformadores de corrente estiverem demasiado saturados.

Os transformadores de corrente no neutro do gerador e no lado da linha devem obter valores de corrente idênticos nos secundários e devem possuir características magnéticas semelhantes.

Os relés diferenciais devem possuir grande estabilidade em caso de defeitos externos aos transformadores de intensidade (TI’s), rapidez de actuação em caso de defeitos internos aos (TI’s) e grande sensibilidade para detecção de correntes de defeito na sua zona de actuação.

Regulação: Um curto-circuito entre fases do enrolamento estatórico traduz-se numa diferença entre as correntes estatóricas do lado do ponto neutro e do lado dos terminais dos enrolamentos em

defeito. Essa diferença é detectada pela protecção diferencial. Para esse efeito, como se ilustra na Figura 2, a protecção diferencial requer a existência de transformadores de intensidade de ambos os lados do objecto a proteger. Assim, os geradores terão de ter barras acessíveis do lado do fecho do enrolamento.
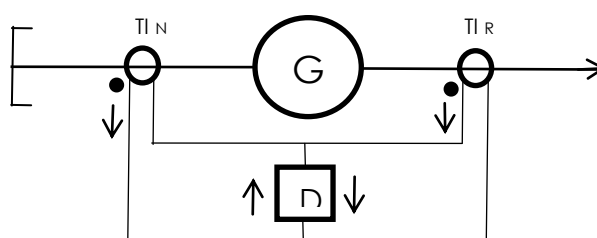
Figura 2 - Protecção Diferencial do Gerador. Esquema de Bloco

No caso de defeito interno alimentado de um ou ambos os lados, produz-se uma corrente diferencial (Id) como a representada na figura 3 alínea b), que se exceder uma dada percentagem da corrente nominal (In), o relé actua.
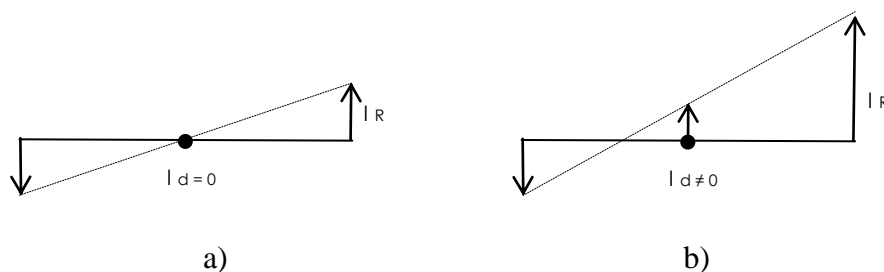
Figura 3 - Protecção Diferencial do Gerador. Corrente Diferencial

Todavia, a corrente Id pode ser superior ao valor de regulação, sem que haja defeito interno, por exemplo, no caso de defeitos exteriores com grandes correntes de curto-circuito, podendo originar diferentes correntes secundárias, devido a curvas de saturação dos TI(s). Neste caso, a actuação da protecção seria não selectiva. Para evitar estes inconvenientes, os relés são equipados com sistemas de retenção que introduzem na característica de disparo duas ou mais pendentes para garantir a estabilização desejada.

A função de protecção diferencial de gerador do relé G60 apresenta uma característica de actuação assente em duas pendentes distintas *Slope* 1 e *Slope* 2 e dois pontos de inflexão *Break* 1 e *Break* 2 para selecção das pendentes, todos estes parâmetros, que estão representados na Figura 4, são ajustáveis para garantir a estabilidade de actuação do relé. Para valores de corrente até à corrente nominal do gerador o ajuste da sensibilidade é introduzido no parâmetro *Pickup*[2], sendo que para valores de corrente superiores a sensibilidade é reduzida em função das pendentes seleccionadas.
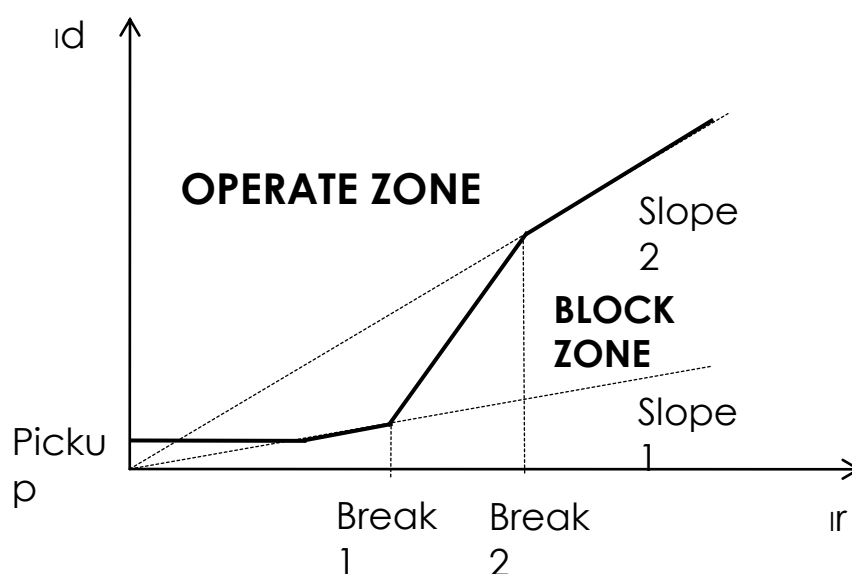
Figura 4 - Característica de actuação da Protecção Diferencial do Gerador

Função 87 S – Diferencial de gerador:

Para o cálculo dos parâmetros de regulação desta função de protecção foi seguida a metodologia descrita no documento "G60 Generator Managment Relay – UR Series Instructions Manual – GE Industrial Systems" (GE systems, 2008) , balizados pelos valores de referência indicados no documento "IEEE Tutorial On The Protection of Synchronous Generators" (Mozilla, 1995).

[2] "**Pickup**" ajuste da sensibilidade para a 1ª zona de actuação da protecção. Esta zona actua para um valor de corrente diferencial constante.

Os parâmetros de regulação dos relés são representados em inglês, tal como estão escritos nas suas janelas de programação.

<u>Cálculos:</u>

Tabela 4 - Cálculos do Diferencial do Gerador

Características dos TI´s instalados TI lado saída : 4000/1 A; 30 VA; cl 5P20 TI lado neutro : 4000/1 A; 30 VA cl 5P20	A classe de protecção 5P20 garante um erro máximo de 1% até à corrente nominal (In) e 5% até 20 x In
Sensibilidade a considerar: 10% x In $Id = 0{,}1 \times In$ (Mozilla, 1995, pg. 8), 10 … 25% x In	$In = \frac{S}{\sqrt{3} \times Un}$ $In = \frac{56,75 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 11 \times 10^3} = 2979A$
$Id = 0{,}1 \times 2979 \approx 298A$ $Id = \frac{298}{4000} = 0,075pu$	*Pickup* (parâmetro de arranque de actuação da proteção) = Id / I prim. do TI pu => referente à corrente primária do TI
$Break1 = 1{,}05 \times In$ $Break1 = 1{,}05 \times 2979 = 3128A$ $Break1 = \frac{3128}{4000} = 0{,}8pu$	1ª Pendente de insensibilização para compensar pequenos erros dos TI's e desigualdades nos circuitos associados.

Valores de regulação a introduzir no relé e sua descrição:

Tabela 5 - Lista de Parâmetros do Diferencial de Terra

Pickup = 0,1 pu (Recomendado/G60: 0,1-0,3 pu)	Ajuste da sensibilidade para a 1ª zona de actuação da protecção. Esta zona actua para um valor de corrente diferencial constante. (ver Figura 4)
Slope 1 = 10 % (Recomendado/G60: 5-10 %)	1ª Pendente de insensibilização para compensar pequenos erros dos TI's e desigualdades nos circuitos associados.
Break 1 = 1 pu (valor mínimo para ajuste no relé)	Zona de inflexão para a 1ª pendente, prevista para 1,05 In (valor acima da corrente máxima normal de serviço)
Slope 2 = 80 % (Recomendado/G60: 80-100 %)	2ª Pendente de insensibilização para garantir estabilidade perante defeitos externos susceptíveis de causar saturação nos TI's
Break 2 = 2 pu (Recomendado/G60: 1,5-3 pu)	Zona de inflexão para a 2ª pendente, prevista para valores próximos da corrente da saturação dos TI's.

4.2.2 Terra Estator

Objectivo: Proteger os enrolamentos estatóricos contra contactos à terra.

É prática comum manter o neutro do gerador ligado à terra através de uma resistência, a qual, limita a corrente máxima de defeito à terra para valores entre 5 e 15 A. Também são usadas impedâncias que limitam a corrente de defeito à terra. Em ambos os casos, defeitos à terra instantâneos no estator são mantidos entre limites aceitáveis, e os defeitos à terra que provocam disparo, só causarão danos pouco significativos para as chapas magnéticas do núcleo estatórico, em virtude da protecção actuar em poucos segundos.

Curto-circuitos entre o enrolamento estatórico e o núcleo do estator são os defeitos eléctricos mais comuns nos geradores. O defeito é normalmente iniciado por estragos mecânicos ou térmicos no material isolante ou na tinta anti-corrosiva das espiras do estator. Os defeitos entre espiras, normalmente difíceis de detectar, passarão, rapidamente, a defeito à terra e serão detectados pela protecção de estator à terra.

Os defeitos à terra provocados por defeitos mecânicos podem ocorrer perto do neutro do gerador. Devido a estes defeitos ocorrerem perto do ponto neutro do enrolamento estatórico o valor da tensão é demasiado baixo para o valor da corrente de defeito ser suficiente para ser detectada pela unidade de medida do relé de protecção. Hoje em dia, há uma tendência para providenciar a protecção de defeito à terra para todo o enrolamento estatórico (protecção estator à terra 100%).

Regulação: Função 59X - Protecção estator à terra com cobertura de 95%

Para geradores com unidade transformadora e com neutro impedante, é utilizado um relé com tensão de neutro com restrição harmónica e temporização independente. O relé pode ser alimentado por um transformador de tensão de neutro ou por um transformador com o secundário em delta aberto aplicado no lado de saída do gerador.

O relé é normalmente preparado para funcionar a 5% do máximo da tensão possível no neutro com uma temporização de 0 - 0,5 s. Com este *setting* de tensão, protege, aproximadamente, 95% do enrolamento estatórico, em virtude do defeito se situar próximo do ponto neutro e a tensão nesse ponto ser insuficiente para produzir uma circulação de corrente de defeito que provoque uma queda de tensão na resistência passível de atingir o valor da tensão regulada no relé. Também cobre o barramento, o enrolamento de baixa tensão da unidade de transformação.
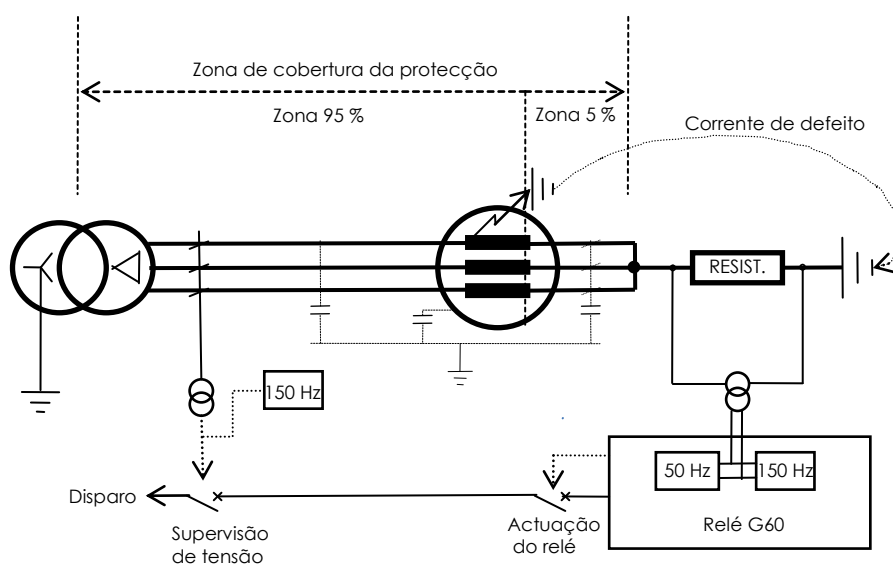
Figura 5 - Protecção Terra Estator

<u>Função 27TN - Protecção estator à terra com cobertura de 95 a 100%:</u>

A função de protecção 27TN aproveita o facto do valor do 3º harmónico no neutro ser igual a três vezes o valor do 3º harmónico e para geradores que produzam mais do que 1% de tensão de terceiro harmónico sob quaisquer condições de serviço, pode assegurar protecção à zona próxima do ponto neutro não coberta pela função de protecção 59X.

Não existindo defeito à terra o 3º harmónico da tensão está sempre presente e a ser monitorizado no ponto neutro do gerador. Existindo defeito à terra na zona do ponto neutro do gerador o 3º

harmónico da tensão cai a zero, o relé certifica-se da existência da tensão de supervisão à saída do gerador e se esta estiver presente a função 27TN promove a actuação do relé de protecção.

Assim, para se efectuar uma protecção completa do gerador (100%) abrangendo também o enrolamento primário do transformador e os barramentos a eles ligados, têm de se combinar as duas funções de protecção 59X e 27TN. A função 59X inclui uma unidade de 95% que cobre o enrolamento estatórico excepto nos 5% próximos do neutro, e a função 27TN que incorpora uma unidade de medida de tensão de terceiro harmónico que protege o resto do enrolamento estatórico, 95 a 100%. A unidade de medida de tensão da componente fundamental e de terceiro harmónico está ligada ao transformador de tensão de neutro do gerador sendo estes lidos através de filtragem adequada.

Função 59X – Sobretensão de neutro: (Cobertura de 0 a 95% do estator):

Para o cálculo dos parâmetros de regulação desta função de protecção foi seguida a metodologia descrita no documento "G60 Generator Managment Relay – UR Series Instructions Manual – GE Industrial Systems" (GE systems, 2008), balizados pelos valores de referência indicados no documento "IEEE Tutorial On The Protection of Synchronous Generators" (Mozilla, 1995)

Cálculos:

Tabela 6 - Cálculos da Terra Estator

Udef. = 5% x Umáx no neutro (Mozilla, 1995, pg.17), 5% x Umáx no neutro (Valor recomendado entre 2 a 5 %)	Tensão máxima no neutro $U_{\max} = \frac{11000}{\sqrt{3}} = 6,35kV$ $U_{def.} = 0,05 \times 6,35 = 0,317kV$
Udef. (pu) = Udef. (kV) / TT neutro (primário)	pu => referente à tensão primária do TT

$U_{def.} = \frac{317}{6350} = 0,05\,pu$	

Valores de regulação a introduzir no relé:

Tabela 7 - Parâmetros da Terra Estator

Pickup = 0,05 pu Delay = 0,5 s	Ajuste do valor de sobre tensão de neutro admissível. Temporização da actuação do relé.

Função 27TN – Subtensão de 3th harmónico: (Cobertura de 95 a 100% do estator):

Cálculos:

Tabela 8 - Cálculos da Subtensão de 3th Harmónico (Cobertura de 95 a 100% do estator)

Tensão 3º Harmónico = 3% da tensão máxima no neutro	Valor do 3º harmónico habitualmente presente no neutro à tensão nominal (valor sujeito a confirmação na fase de ensaios)
Tensão máxima no neutro: $U_{\max} = \frac{11000}{\sqrt{3}} = 6,35kV$ tensão maxima no Sec. 200V	Umáx no neutro (valores secundários): $U_{\max} = 6350 \times \frac{200 \times \sqrt{3}}{11000} = 200V$
Tensão 3º Harmónico presente: $U_{3th} = 0{,}03 \times 200 = 6V$	Valor do 3º harmónico habitualmente presente no neutro do gerador, (Mozilla, 1995, pg.17).

Em caso de defeito: Tensão 3º Harmónico defeito = 50% x Tensão 3º Harmónico presente Tensão 3º Harmónico defeito: $U_{3th}(\text{defeito}) = 0{,}5 \times 6 = 3V$	Regulação para metade da Tensão 3º Harmónico presente no neutro do gerador (Mozilla, 1995, pg.17), normalmente 5V
Tensão 3º Harmónico defeito (pu) = Tensão 3º Harmónico defeito (V) / TT neutro (secundário)	Tensão 3º Harmónico defeito (pu): $U_{3th}(\text{defeito}) = \frac{3}{200} = 0{,}015pu$

Valores de regulação a introduzir no relé:

Tabela 9 - Parâmetros da Subtensão de 3th Harmónico (Cobertura de 95 a 100% do estator)

Pickup = 0,015 pu Delay = 10 s	

4.2.3 Terra Rotor

Objectivo: Proteger o circuito indutor contra defeitos à terra.

Um defeito à terra no circuito indutor dá origem a uma pequena corrente de defeito à terra de grau insignificante, já um segundo defeito que ocorra em simultâneo pode originar grandes correntes de circulação de defeito e consequentes assimetrias magnéticas podendo provocar vibrações e grandes aquecimentos. Deste facto, podem resultar perdas do isolamento entre o enrolamento de campo e o núcleo rotórico entre pontos onde a fadiga seja demasiado alta.

O circuito de campo é, normalmente mantido isolado da terra. É essencial que qualquer ocorrência de falha de isolamento seja descoberta e que a máquina seja posta fora de serviço tão depressa quanto seja possível, normalmente por um parâmetro de temporização do relé.

Regulação: O funcionamento desta protecção, cujo esquema geral se representa na Figura 6, é conseguido com a aplicação de uma tensão alternada entre um dos pólos do circuito indutor e o terminal de terra da instalação. A unidade de injecção de corrente alternada (CA) injecta uma tensão alternada de valor próximo dos 100 V.

Na existência de um defeito à terra ou de redução do isolamento rotórico entre o enrolamento de excitação e a terra, a fonte alternada origina uma corrente, que além de depender da resistência de defeito, depende ainda do ponto em que se deu o defeito e portanto da contribuição da tensão de excitação para o defeito.
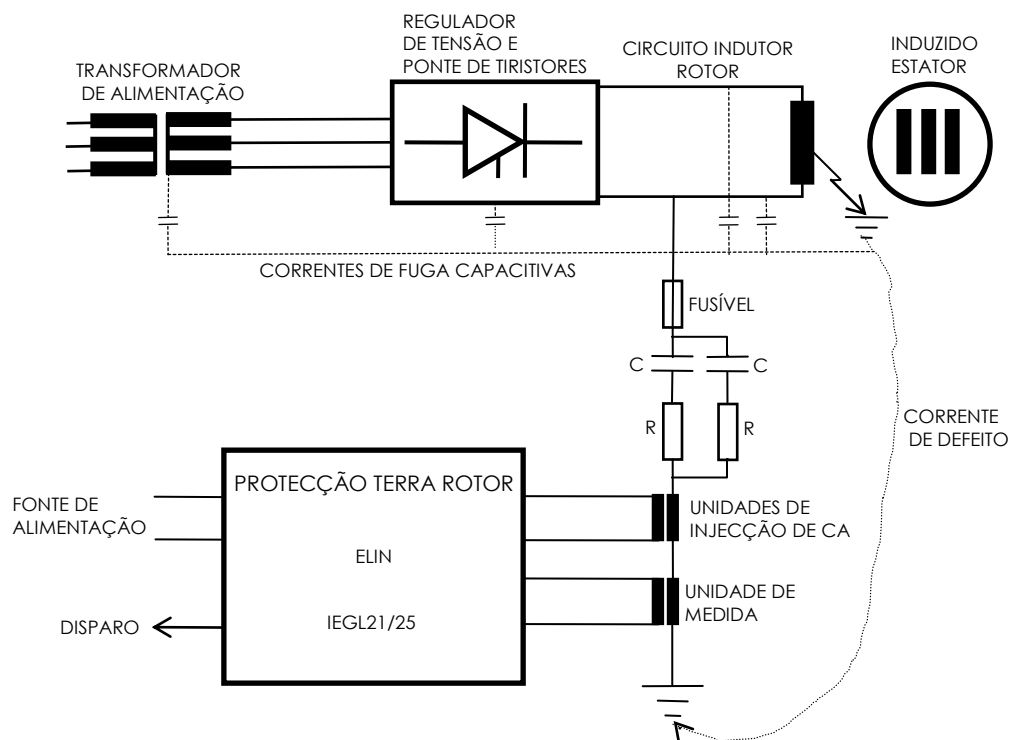
Figura 6 - Protecção Terra Rotor

Aquela corrente é lida na unidade de medida e depois comparada com um detector de nível de corrente e o relé só actua para valores superiores e com uma temporização definida, evitando-se desse modo alarmes e disparos desnecessários quando a capacidade entre o rotor e a terra varia devido a uma rápida regulação da tensão de excitação.

Função 64 – Terra Rotor:

Para o cálculo dos parâmetros de regulação desta função de protecção foi seguida a metodologia descrita no documento "ELIN Power Plant Automation – IEGL 25 – Rotor Earth Fault Protection" (ELIN), balizados pelos valores de referência indicados no documento "IEEE Tutorial On The Protection of Synchronous Generators" (Mozilla, 1995).

A função de terra rotor está implementa num relé da ELIN constituído por dois módulos: IEGL 21 e IEGL 25.

Cálculos:

Tabela 10 - Cálculos da Terra Rotor

IEGL 25 – módulo com um campo de regulação entre 4 e 20 kΩ, é ajustado para promover o alarme a 5 kΩ.	5 kΩ - valor típico de ajuste para geração de alarme. Este parâmetro deve ter um valor suficientemente alto para dar indicação de defeito à terra com margem de tempo para se efectuar uma inspecção e se detectar a localização do defeito sem que a situação se agrave.
IEGL 21 – módulo com um campo de regulação entre 0,5 e 2,5 kΩ, é ajustado para promover o disparo a 1 kΩ.	1 kΩ - valor típico de ajuste para geração de disparo. Este valor deverá ser um compromisso entre a sensibilidade e a segurança da máquina.

Valores de regulação a introduzir no relé:

Tabela 11 - Parâmetros da Terra Rotor

Alarm pickup = 5 kΩ Alarm delay = 0 s (instantâneo)	O alarme é habitualmente ajustado com uma temporização de 5 s, porém o módulo IEGL 25 tem actuação instantânea.
Trip pickup = 1 kΩ Trip delay = 1 s	O *trip* deve ocorrer cerca de 1 s após o valor ajustado atingido.

4.2.4 Mínima Impedância

Objectivo: Funciona como protecção de reserva principal às protecções contra curto-circuitos do alternador, barramentos entre este a derivação e o transformador, cobrindo ainda uma percentagem de 70% dos enrolamentos do transformador.
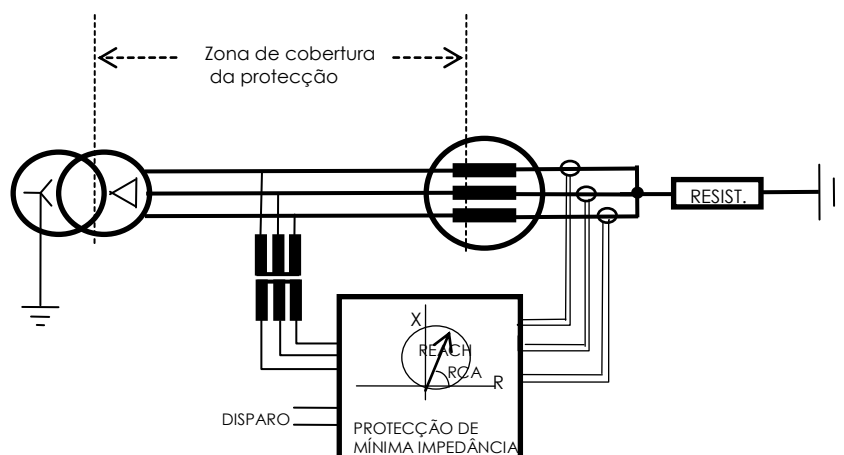
Figura 7 - Protecção de Mínima Impedância

Regulação: A função de protecção de mínima impedância (ou Distancia) é implementada no relé G60 na função *Distance Phase Backup* que apresenta uma característica circular (mho) ajustável em ângulo (RCA) e em módulo (*Reach*) como se representa na Figura 7.

Após fixada a regulação desta protecção fica definida a sua zona de actuação, a qual permanece invariável, mesmo no caso de defeitos assimétricos, já que cada fase dispõe do seu próprio órgão de medida. Ter uma característica de actuação baseada em mínima impedância (tensão/corrente) garante actuação mesmo para os casos em que a tomada para a energia de excitação é situada à saída do gerador. Nestes casos, pode ocorrer um abaixamento da tensão perante um curto-circuito e a excitação não recebe energia suficiente, resultando num aporte menor da corrente de curto-circuito não atingindo valores suficientemente altos para actuarem os relés de impedância, se os seus elementos de arranque se basearem apenas no valor da corrente.

Função 21P – Mínima impedância:

Para o cálculo dos parâmetros de regulação desta função de protecção foi seguida a metodologia descrita no documento “G60 Generator Managment Relay – UR Series Instructions Manual – GE Industrial Systems” (GE systems, 2008) balizados pelos valores de referência indicados no documento “IEEE Tutorial On The Protection of Synchronous Generators” (Mozilla, 1995).

Cálculos:

Tabela 12 - Cálculos da Mínima Impedância

Características dos TI´s instalados: TI lado da estrela: 4000/1 A; 30 VA; cl 5P20 Razão do TI = 4000 Características dos TT´s instalados: TT lado saída: 11000/√3 / 100/√3 V, 25 VA; cl 3P Razão do TT = 110 UccTR = 10 %	cl 5P20 => 1% de erro até In e 5% de erro até 20 x In cl 3P => 3% de erro (TT para protecções)
ZTR = [Un^2(Kv)/S(MVA)] x (UccTR(%)/100) ZTR = 0,213 Ω (primários)	$Z_{TR} = \frac{11^2 \times 10^3}{56,75 \times 10^3} \times \frac{10}{100} = 0,213\Omega$
$Z'_{TR} = 0,70 \times Z_{TR}$ $Z'_{TR} = 0,70 \times 0,213 = 0,149\Omega$	Esta função considera apenas a cobertura de 70 % do enrolamento do transformador.

$Z''_{TR} = {}^{Ucc}\!/_{Icc}$ como $Ucc = \sqrt{3} \times Z'_{TR} \times Icc$ vem $Z''_{TR} = (\sqrt{3} \times Z'_{TR} \times Icc) \times Icc = \sqrt{3} \times Z'_{TR}$ $Z''_{TR} = \sqrt{3} \times 0{,}149 = 0{,}258\Omega$	Valor da impedância referida ao primário
$Z''_{TR(\text{sec.})} = Z''_{TR} \times \frac{RazãodoTI}{RazãodoTT}$ $Z''_{TR(\text{sec.})} = 0{,}258 \times \frac{4000}{110} = 9{,}38\Omega$	Valor da impedância referida ao secundário Z’’TR (defeito entre fases)
Dir RCA Dir COMP LIMIT	São dois parâmetros que servem para ajustar a MHO *distance characteristic*, explicadas mais detalhadamente no manual do G60.

<u>Valores de regulação a introduzir no relé:</u>

Tabela 13 - Parâmetros da Mínima Impedância

Reach = 9,38 Ω RCA = 90º (Limite Máximo de carga) Delay = 0,5 s	(Mozilla, 1995, pg.57)

4.2.5 Máxima intensidade e mínima tensão

Objectivo: Protecção contra sobreintensidades, adicionalmente é utilizada como protecção de reserva contra curto-circuitos no estator, no transformador, e no troço de ligação do alternador ao transformador e protege também contra curto-circuitos externos.

Regulação: Esta protecção arranca com a primeira alternância que atinja o valor regulado para a corrente de defeito. Se o modo *Voltage restraint*[3] não estiver activo a actuação da protecção ocorrerá após atingido o tempo regulado para o disparo.

Se, o modo *Voltage restraint* estiver activo a protecção actuará de acordo com a filosofia seguinte:

- Corrente de defeito presente, tempo regulado para o disparo atingido se a tensão se mantiver acima de 0,9 x Un, a protecção actua para o valor regulado para a corrente de defeito (Pickup).

- Corrente de defeito presente, tempo regulado para o disparo atingido se a tensão descer para valores entre 0,9 x Un e 0,1 x Un, a protecção actua para o valor regulado para a acorrente defeito multiplicado por um factor de 0,9 a 0,1 respectivamente.

- Corrente de defeito presente, tempo regulado para o disparo atingido se a tensão descer para valores iguais ou inferiores a 0,1 x Un, a protecção actua para o valor regulado para a acorrente defeito multiplicado por um factor de 0,1.

---

[3] Parâmetro de restrição de tensão que sujeita a actuação da protecção à simultaneidade de intensidade máxima e queda de tensão.

Os valores de regulação para esta protecção deverão também considerar os seguintes factores:

- Sobrecargas admissíveis pelos fornecedores em regime contínuo;
- Possíveis oscilações da rede.
- A temporização da actuação deverá não colidir com a protecção de distância da linha (2 a 3 s), pelo que deverá ser ajustada para actuar 4 s após atingido o valor de "I pickup" e permanecido durante esse tempo.

Função 51V – Máxima corrente e mínima tensão:

Para o cálculo dos parâmetros de regulação desta função de protecção foi seguida a metodologia descrita no documento "G60 Generator Managment Relay – UR Series Instructions Manual – GE Industrial Systems" (GE systems, 2008) balizados pelos valores de referência indicados no documento "IEEE Tutorial On The Protection of Synchronous Generators"(Mozilla, 1995).

Cálculos:

Tabela 14 - Cálculo da Máximo I Mínimo U

Características dos TI´s instalados: TI: 4000/1 A; 30 VA; cl 5P20	cl 5P20 => 1 % de erro até In e 5 % de erro até 20 x In
Características dos TT´s instalados: TT: 11000/√3 / 100/√3 V, 25 VA; cl 3P	cl 3P => 3% de erro (TT para protecções)
U_{CC} do TR (Uk) = 10 % X'_d do alternador = 21 %	

$In = \frac{S}{\sqrt{3} \times Un}$	$In = \frac{56{,}75 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 11 \times 10^3} = 2979\ A$
Valores de tensão garantidos pelo fornecedor (“EDP”): Para $Un = 11kV \left\langle \begin{matrix} +7{,}5\% \times U_n \\ -10\% \times U_n \end{matrix} \right.$	$+7{,}5\% \times Un = 11{,}825kV$ $-10\% \times Un = 9{,}9kV \quad \Rightarrow 0{,}9 \times Un$
Corrente de arranque da protecção: (I *pickup*), (Mozilla, 1995, pg.57) Valor recomendado entre 30 a 40 % a I pickup.	$I_{pickup} = 1{,}3 \times \frac{I_n}{I_P\,(do TI)}$ $I_{pickup} = 1{,}3 \times \frac{2979}{4000} = 0{,}968\,pu$

Valores de regulação a introduzir no relé:

Tabela 15 - Parâmetros da Máximo I Mínimo U

Pickup = 0,968 pu	
Curve = Definite Time	
TD Multiplier = 4 s	
Voltage Restraint = Enable	

Os valores devem ser introduzidos no menu phase toc1 (curve IEEE Ext. Inv.), dado que foi através desta curva de disparo que seleccionamos o TD Multiplier, no manual de instruções do G60 no capítulo referente as protecções de máxima corrente e mínima tensão pode se escolher três curvas diferentes de disparo, devendo se escolher a que melhor se adequa as necessidades pretendidas.

4.2.6 Máxima tensão

Objectivo: Protecção contra defeitos de origem interna, em 1ºescalão, quer no regulador de tensão, quer no regulador de velocidade e contra sobretensões externas, em 2º escalão. Se a protecção não actuar, poderão surgir defeitos no isolamento dos enrolamentos com elevadas perdas no ferro, resultando, desse modo, sobreaquecimento nas lâminas de ferro indutoras.

Regulação: Os dois escalões desta protecção são habitualmente regulados da seguinte forma:

- O 1º escalão é temporizado em cerca de 3 s de modo a evitar disparos intempestivos para valores de tensão de cerca de 2,5 a 5% acima do maior valor possível de tensão. A fim de garantir estabilidade no sistema este escalão é normalmente regulado para valores entre 1.1 e 1.2 vezes superior à tensão nominal (Un);

- O 2º escalão é instantâneo, normalmente é regulado para o maior valor de Eo da característica em vazio antes da saturação, na ordem de 1.30 vezes superior a Un.

A função 59P do relé G60 só possui um escalão de actuação. O valor dos parâmetros de regulação desta função de protecção deverá reflectir um compromisso entre os dois escalões habituais.

Função 59P – Máxima Tensão:

Para o cálculo dos parâmetros de regulação desta função de protecção foi seguida a metodologia descrita no documento “G60 Generator Managment Relay – UR Series Instructions Manual – GE Industrial Systems” (GE systems, 2008), balizados pelos valores de referência indicados no documento “IEEE Tutorial On The Protection of Synchronous Generators” (Mozilla, 1995).

Cálculos:

Tabela 16 - Cálculos da Máxima Tensão

TT : 11000/√3 / 100/√3 V, 25 VA; cl 3P	cl 3P => 3% de erro (TT para protecções)
Valores de tensão garantidos pelo fornecedor:	$+7,5\% \times Un = 11,825 kV$ $-10\% \times Un = 9,9 kV$
Valor máximo de tensão em (pu):	$\frac{11825}{11000} = 1,075 pu$
Tensão de arranque da protecção: U pickup, (Mozilla, 1995, pg. 34-35)	$11825 \times 1,12 = 13244V$ $U_{pickup} = \frac{13244}{11000} = 1,2 pu$

Valores de regulação a introduzir no relé:

Tabela 17 - Parâmetros da Máxima Tensão

Pickup = 1,2 pu	
Delay = 0,5 s	

Estes valores foram obtidos através de um compromisso entre os dois escalões normalmente utilizados, referidos anteriormente. Como este relé de protecção só tem um escalão optou-se por esta relação entre os dois escalões.

4.2.7 Sub-excitação ou Perda de excitação

Objectivo: Proteger o alternador de regimes de funcionamento com valores de corrente de excitação demasiado baixos ou com perda do circuito indutor.

A função do sistema de excitação é estabelecer a tensão a saída do gerador síncrono, quando este esta em paralelo com a rede, a rede é que controla a tensão, o que o gerador faz é exportar ou importar mais energia reactiva, apenas em modo isolado (ou modo ilha) é que este controla a tensão. Em consequência, o sistema de excitação é responsável não somente pela tensão de saída da máquina, mas também pelo factor de potência e pela magnitude da corrente gerada.

Até bem recentemente, a excitatriz da maioria dos sistemas era um gerador de corrente contínua montado no eixo do gerador. Actualmente, outros sistemas mais rápidos e que exigem menos manutenção vão aos poucos substituindo o sistema clássico.

Perda de excitação poderá ter origens diversas, designadamente:

- Abertura do disjuntor de excitação;
- Ruptura de campo devido a defeito no equipamento de excitação e regulação de tensão;
- Perda de sincronismo, mesmo sem defeito na excitação depois de um curto-circuito no sistema (Deslizamento de pólos – perturbação na estabilidade dinâmica);
- Regime de exploração perigoso para a estabilidade estática (sub-excitação) com perda de carga reactiva com o consequente aumento de tensão e diminuição da corrente de excitação por ordem do regulador de tensão.

Quando um gerador com carga activa suficiente perde a corrente de excitação, sai de sincronismo e começa a trabalhar em assíncronia a uma velocidade mais alta que o sistema, absorvendo energia reactiva do sistema, para a sua excitação.

A energia activa máxima que pode ser gerada sem perda de sincronia quando o gerador perde a sua excitação depende da diferença entre as reactâncias síncronas do eixo directo e do eixo de quadratura.

Para geradores com pólos salientes, a diferença é, normalmente, suficientemente grande para manter a máquina a trabalhar em sincronia, mesmo com uma carga activa de 15-25% da carga nominal. Para turbo geradores, as reactâncias de eixo directo e eixo de quadratura são praticamente iguais, e a máquina sai de sincronia mesmo com uma carga activa muito pequena. O escorregamento da velocidade aumenta com a carga activa.

As regiões finais do estator e partes do rotor serão sobreaquecidas, se a máquina trabalhar durante muito tempo com velocidades superiores à nominal. A temperatura no "ponto quente" máxima permitida é, para a maior parte dos turbo-geradores, obtida mantendo a máquina continuamente não excitada com uma carga activa de 20-35 %.

A excitação mínima requerida para assegurar o sincronismo é designada por limite de estabilidade teórico. É, normalmente, acrescentada uma margem de segurança para obter um limite de estabilidade prático.

<u>Regulação:</u> Esta protecção possui uma característica idêntica à curva limite de estabilidade estática do gerador. A forma da característica do relé baseia-se no facto de um gerador se comportar, do ponto de vista da rede, como uma reactância indutiva quando fica sem excitação.

Com a máquina a rodar em sincronismo, essa reactância é a reactância síncrona (Xd); quando a máquina começa a sair do sincronismo a reactância aproxima-se da reactância transitória (X´d).
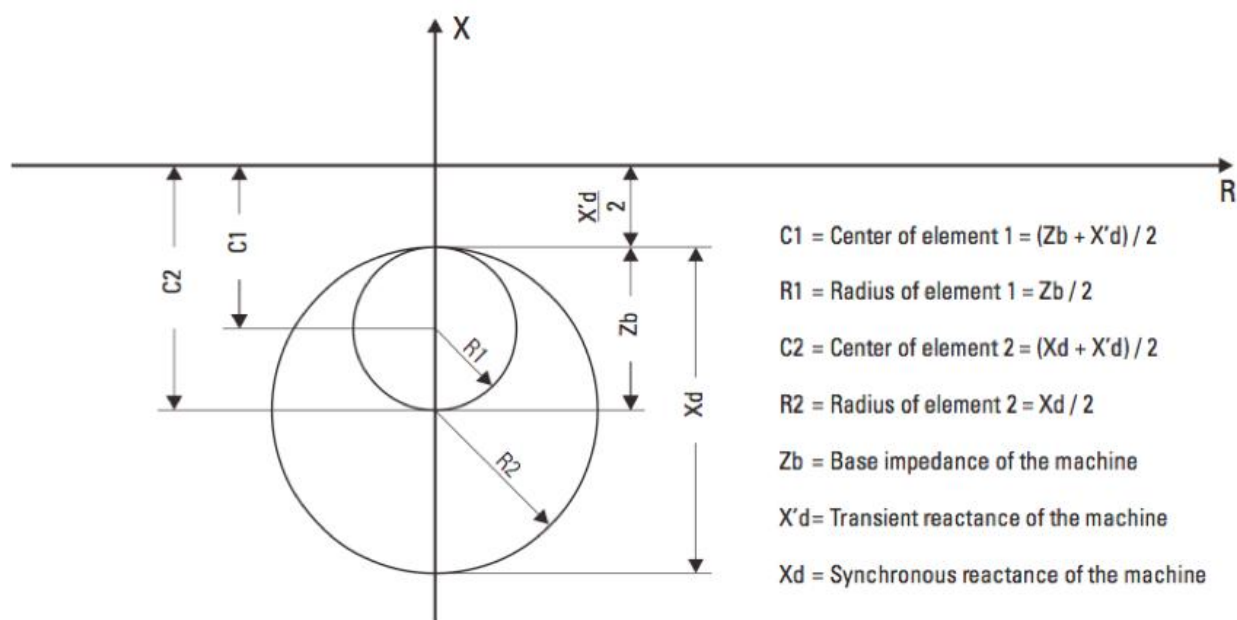
Figura 8 - Característica de Actuação da Protecção de perda de Excitação

Não havendo defeito no sistema de excitação e com o regulador de tensão em serviço, só pode haver defeito que leve à actuação da protecção se houver perda de carga reactiva na rede com a consequente subida de tensão acompanhada da resposta do regulador que faz baixar a corrente de excitação, podendo assim o alternador atingir o seu limite de estabilidade.

A função 40 do relé de protecção G60 está concebida de modo a funcionar quando a reactância medida se encontre dentro de um círculo, no plano X,R, cujo centro é colocado sobre o eixo negativo das reactâncias e cujas intercepções com ele são calculadas em função das reactâncias síncrona (Xd) e transitória (X´d).

Função 40 – Perda de Excitação:

Para o cálculo dos parâmetros de regulação desta função de protecção foi seguida a metodologia descrita no documento "G60 Generator Managment Relay – UR series Instructions Manual – GE Industrial Systems" (GE systems, 2008), balizados pelos valores de referência indicados no documento "IEEE Tutorial On The Protection of Synchronous Generators" (Mozilla, 1995).

Cálculos:

Tabela 18 - Cálculos da Perda de Excitação

Características dos TI´s instalados: TI:4000/1 A; 30 VA; cl 5P20 Razão do TI = 4000 Características dos TT´s instalados: TT: 11000/√3 / 100/√3 V, 25 VA; Razão do TT = 110 Xd = 2,46 pu X'd = 0,21 pu	cl 5P20 => 1% de erro até In e 5% de erro até 20 x In cl 3P => 3% de erro (TT para protecções) Reactância síncrona Reactância transitória
$S = 56,75MVA$ $S^{'} = 56,75 \times 0,8 = 45,4MVA$	Potência Aparente do Gerador Potência Reactiva Máxima (Valor típico)
$Z'_b = \frac{U_b^2}{S_b^{'}} \times \frac{RazãodoTI}{RazãodoTI}$	$Z'_b = \frac{11^2}{45,4} \times \frac{4000}{110} = 96,92\Omega$

$X_d(\Omega) = X_d(pu) \times F_{X_d} \times Z_b^{'} \; \Omega$ $X_d^{'}(\Omega) = X_d^{'}(pu) \times F_{X_d^{'}} \times Z_b^{'} \; \Omega$	F_{X_d} e $F_{X_d^{'}}$ => Factores de afectação de X_d e $X_d^{'}$ para atender a especificidades das máquinas de pólos salientes. (Mozilla, 1995, pg.43)
$X_d = 2,46 \times 0,9 \times 96,92 = 214,58\Omega$ $X_d^{'} = 0,21 \times 0,5 \times 96,92 = 10,18\Omega$	F_{X_d} = 0,8 a 1,0 $F_{X_d^{'}} \approx$ 0,5
$Centro1 = \frac{(Z_b^{'} + X_b^{'})}{2}$ $Raio1 = \frac{Z_b^{'}}{2}$	$Centro1 = \frac{(96,92 + 10,18)}{2} = 53,55\Omega$ $Raio1 = \frac{96,92}{2} = 48,48\Omega$
$Centro2 = \frac{(X_d + X_b^{'})}{2}$ $Raio2 = \frac{X_d}{2}$	$Centro2 = \frac{(214,58 + 10,18)}{2} = 112,38\Omega$ $Raio2 = \frac{214,58}{2} = 107,29\Omega$

Valores de regulação a introduzir no relé:

Tabela 19 - Parâmetros da Perda de Excitação

Center 1 = 53,55 Ω Radius 1 = 48,48 Ω Delay 1 = 2 s Center 2 = 112,38 Ω Radius 2 = 107,29 Ω Delay 2 = 2 s	- O *Delay* 1 e *Delay* 2 deverão permitir a recuperação do sistema através no Regulador Automático de Tensão. Em caso de defeito a sua actuação deverá ter uma temporização inferior a protecção de Máxima Tensão (3 s).

4.2.8 Desequilíbrio de Cargas

Objectivo: Evitar o funcionamento do gerador com correntes de sequência negativa elevadas.

Quando o gerador está ligado a uma carga equilibrada, as correntes de fase são iguais em magnitude e desfasadas electricamente por 120º. As ondas produzidas pelas correntes estatóricas giram em sincronia com o rotor e não são induzidas correntes Foucault nas partes metálicas do rotor.

Cargas desequilibradas dão origem ao aparecimento de uma componente sequência negativa na corrente estatórica. A corrente de sequência negativa produz uma onda de corrente adicional que gira para trás, ou seja, move-se relativamente ao rotor com dobro da velocidade síncrona. As correntes de Foucault de frequência dupla induzidas no rotor podem causar aquecimento excessivo, primeiramente na superfície dos rotores cilíndricos e no enrolamento amortecedor de rotores com pólos salientes.

O efeito aproximado do aquecimento no rotor de uma máquina síncrona para vários defeitos desequilibrados ou severas condições de cargas desequilibradas, é determinado pelo produto I_2^2 x t = K, onde I_2 é a corrente de sequência-negativa expressa em corrente estatórica por unidade (p.u.), t a duração em segundos e k a constante dependendo das características de aquecimento da máquina e o método de arrefecimento adoptado.

A capacidade da máquina de resistir a correntes desequilibradas contínuas é expressa como corrente de sequência negativa em percentagem da corrente estatórica nominal.

Regulação: Curto-circuitos de uma fase e, especialmente, de duas fases dão lugar a grandes correntes de sequência negativa. Os defeitos são, no entanto, eliminados por outros relés num espaço de tempo muito mais curto do que o tempo de operação do relé de sequência negativa.

O valor da corrente de sequência negativa admissível em permanência pelo gerador é indicado pelo fornecedor do gerador. Quando não se conhece esse valor deverá considerar-se o valor indicado na norma aplicável e cumprir a lei (I_2^2 x t = K).

Função 46 – Desequilíbrio de Cargas:

Para o cálculo dos parâmetros de regulação desta função de protecção foi seguida a metodologia descrita no documento "G60 Generator Managment Relay – UR Series Instructions Manual – GE Industrial Systems" (GE systems, 2008), balizados pelos valores de referência indicados no documento "IEEE Tutorial On The Protection of Synchronous Generators" (Mozilla, 1995).

Cálculos:

Tabela 20 - Cálculos de Desequilíbrio de Cargas

Características dos TI´s instalados: TI: 4000/1 A; 30 VA; cl 5P20 Dados do IEEE: $I_2(permanente) = 8\%$ (Mozilla, pg.53) $I_2^2 \times t = k = 30$	cl 5P20 => 1 % de erro até In e 5 % de erro até 20 x In Carga assimétrica permanente admissível Constante de aquecimento do gerador devido a cargas assimétricas
$In = \frac{S}{\sqrt{3} \times Un}$	$In = \frac{56,75 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 11 \times 10^3} = 2979A$
$In(pu) = \frac{In(A)}{TIprimáric}$	$In = \frac{2979}{4000} = 0,74pu$
I_2 para Stage 1 Pickup = 10 % A temporização deste escalão obedece	*Stage* 1 *Pickup* corresponde ao arranque do escalão de disparo da protecção.

à equação: $T = \frac{K}{\frac{I_2}{In}}$	A sua regulação para um valor de I_2 superior a 8 % tem a ver com a existência de um escalão de alarme regulado para valores inferiores. A temporização do stage1, Tmin e Tmax = 0.
$I_2(stage2pickup) = 10\% \times 0{,}7 = 7\%$ A temporização proposta será de 5 s	*Stage* 2 *Pickup* corresponde ao arranque do escalão de alarme da protecção. Para a sua regulação consideramos 70 % do valor do *Stage* 1 *Pickup* ficando ajustada para 7 %, com uma margem de 1 % abaixo do valor de I_2 admissível em permanência.

Valores de regulação a introduzir no relé:

Tabela 21 - Parâmetros de Desequilíbrio de Cargas

Inom = 0,74 A	
Stage 1 Pickup = 10 %	
Stage 1 K Value = 30	
Stage 2 Pickup = 7 %	
Stage 2 Pickup Delay = 5 s	

4.2.9 Potência inversa

Objectivo: Protecção principal contra retorno de energia do gerador provocada por defeito no sistema motriz, de que resulta o funcionamento do grupo como motor. A fim de evitar que o gerador funcione como motor introduz-se um relé contra retorno de energia, o qual, perante esta situação provoca a abertura do disjuntor de grupo, ficando este a rodar excitado. Um incidente com estas características, pode ser inofensivo durante alguns minutos, todavia poderá originar danos e aquecimentos na turbina se tiver uma duração considerável.

Regulação: Em caso de funcionamento acidental como motores (perda de carga pela turbina, e o gerador começa arrastar a turbina), os geradores absorvem da rede uma potência activa cujo valor é igual às perdas mecânicas.

Quando o distribuidor está fechado, a potência pedida à rede pelo gerador vai cobrir as perdas mecânicas totais do gerador e da turbina. Assim, a regulação deverá ser entre o zero e o valor das perdas mecânicas. Caso contrário, se a regulação for elevada, o relé não arranca. Normalmente, utiliza-se como critério a regulação para metade do valor das perdas mecânicas.

A temporização deverá ser suficientemente elevada para permitir que o regulador de velocidade responda a oscilações pendulares da rede sem a protecção produzir o disparo do gerador. A temporização utilizada é de 10s, dando uma margem de segurança elevada.

Função 32 – Potência inversa:

Para o cálculo dos parâmetros de regulação desta função de protecção foi seguida a metodologia descrita no documento “G60 Generator Managment Relay – UR Series Instructions Manual – GE Industrial Systems” (GE systems, 2008).

Cálculos:

Tabela 22 - Cálculos da Potência Inversa

S = 56,75 MVA; cos φ = 0,8 Características dos TI´s instalados: TI lado da estrela: 4000/1 A; 30 VA; cl 5P20 Razão do TI = 4000 Características dos TT´s instalados: TT lado saída: 11000/√3 / 100/√3 V, 25 VA; cl 3P Razão do TT = 110 Tensão secundária de fase =>	cl 5P20 => 1% de erro até In e 5% de erro até 20 x In cl 3P => 3% de erro (TT para protecções) $11000 \times \frac{100}{11000} = 100V$
Perdas totais do grupo = 924 kW	Perante a falta do binário motor o gerador absorve da rede a energia necessária para o manter a rodar à velocidade nominal. Essa energia corresponde às perdas mecânicas totais do grupo.
Cálculo da ref^a para pu: Ref^a(pu) $= 3 \times 4000 \times 1 \times 110 \times 100 = 132 MVA$	Ref^a em pu = 3 x Corrente primária de fase x Razão do TT x tensão secundária de fase
Smin => parâmetro de regulação	Smin = (perdas mecânicas do grupo/ Ref^a (pu)) O valor de “Smin” calculado é muito baixo devido ao

$S_{\min} = \frac{0,924}{132} = 0,007\,pu$	baixo valor das perdas mecânicas do grupo. Na saída do grupo da rede, nestas circunstâncias facilmente se atingiria o valor de actuação da protecção. Para resolver esta questão deverá considerar-se um valor de perdas mecânicas mais elevada.
Parâmetro RCA =>	Corresponde ao ângulo que define a direccionalidade do relé. O valor de ajuste deste parâmetro é de 180º que corresponde ao sentido da potência inversa.
Stage 1 delay =>	Temporização correspondente ao 1º escalão de Smin o qual apenas provoca a actuação do alarme e ficará regulado para 2 s.
Stage 2 delay =>	Temporização correspondente ao 2º escalão de Smin, o qual, identifica um defeito efectivo, pelo que deverá ter uma temporização que o insensibilize perante oscilações de potência e deverá actuar antes da máquina sofrer danos.

Valores de regulação a introduzir no relé:

Tabela 23 - Parâmetros da Potência Inversa

Stage 1 Smin = 0,01 pu	
Stage 1 delay = 2 s	
Stage 2 Smin = 0,01 pu	
Stage 2 delay = 10 s	
Sensitive directional power RCA =180º	

4.2.10 Oscilação de potência e perda de sincronismo

Objectivo: Proteger os geradores contra regimes de funcionamento assíncronos prolongados que configurem instabilidades irrecuperáveis.

De grande importância são os enrolamentos amortecedores, que se destinam a amortecer oscilações de conjugado mecânico que provoquem quebras de sincronismo, e que poderiam causar a saída de serviço da máquina. Este enrolamento amortecedor possibilita ainda o arranque assíncrono de uma máquina síncrona, que de outra maneira não possui conjugado de partida

Quando uma máquina síncrona trabalha em regime permanente ou estável, há um equilíbrio entre a potência que absorve (potência mecânica) e a potência que fornece à rede (potência eléctrica + potência de perdas), quer dizer, entre a potência que tende a acelerar a máquina e a potência que tende a travar o rotor, (Azevedo, Filipe).

Num gerador a potência aceleradora é mecânica (turbina) e a potência desaceleradora compreende a energia fornecida mais as perdas (perdas mecânicas e perdas eléctricas). Normalmente nos estudos de estabilidade desprezam-se as perdas, pelo que, pode dizer-se que a relação entre as potências de qualquer máquina síncrona em regime permanente ou estável é: Potência mecânica = Potência eléctrica.

As oscilações, perdas do equilíbrio referido no parágrafo anterior, produzem-se nas máquinas síncronas acopladas ao sistema (rede eléctrica) e são devidas a variações de carga, abertura de circuitos ou defeitos. Uma oscilação não significa necessariamente que o sistema entre num regime de funcionamento instável. O sistema é oscilatório por natureza.

Todavia, ocasionalmente, as oscilações podem ser suficientemente severas de forma a causar instabilidade com perda de sincronismo a qual deverá determinar a saída de serviço das máquinas

síncronas. Podemos definir como estabilidade de um sistema de potência a sua capacidade de permanecer em equilíbrio perante a ocorrência das manobras ou defeitos referidos no parágrafo anterior.

Os sistemas de protecção devem funcionar adequadamente perante oscilações nos sistemas eléctricos de energia, para o que é determinante saber de que forma estas afectam as características de operação dos relés.

Regulação: A potência eléctrica máxima que pode ser transferida entre o gerador e o sistema eléctrico de energia que o integra sem que se perca o sincronismo entre eles, é atingida para um ângulo de carga de 90º (δ = 90º)[4], que corresponde ao limite de estabilidade para a transferência de potência entre dois quaisquer nós de um sistema eléctrico. Assim, "δ = 90º" é o valor abaixo do qual o sistema é estável e acima do qual é instável.

O ponto de funcionamento do gerador, mais concretamente o valor do seu ângulo de carga, bem como, a dimensão da perturbação geradora da oscilação de potência são determinantes para o sistema absorver as oscilações de potência sem perder o sincronismo.

O conhecido critério da igualdade de áreas P = f (δ), representado na Figura 9 b), permite-nos determinar qual o valor de "δ crítico (δc)" e "δ máximo (δm)" após uma perturbação.

Sendo "δc" o ângulo de carga correspondente ao ponto de equilíbrio de uma oscilação de potência, cuja fase de desaceleração terminaria justamente em "δm", o qual corresponde ao valor de ângulo de carga a partir do qual a estabilidade é irrecuperável.

---

[4] "**δ**" ângulo de carga - ângulo de desfasamento entre as tensões VA e VB, correspondentes ao valor das tensões dos pontos entre os quais se estabelece o transito de energia.

Ou seja, o ângulo de carga correspondente a "δm", seria:

$$\delta m = 180^{\circ} - \delta c$$
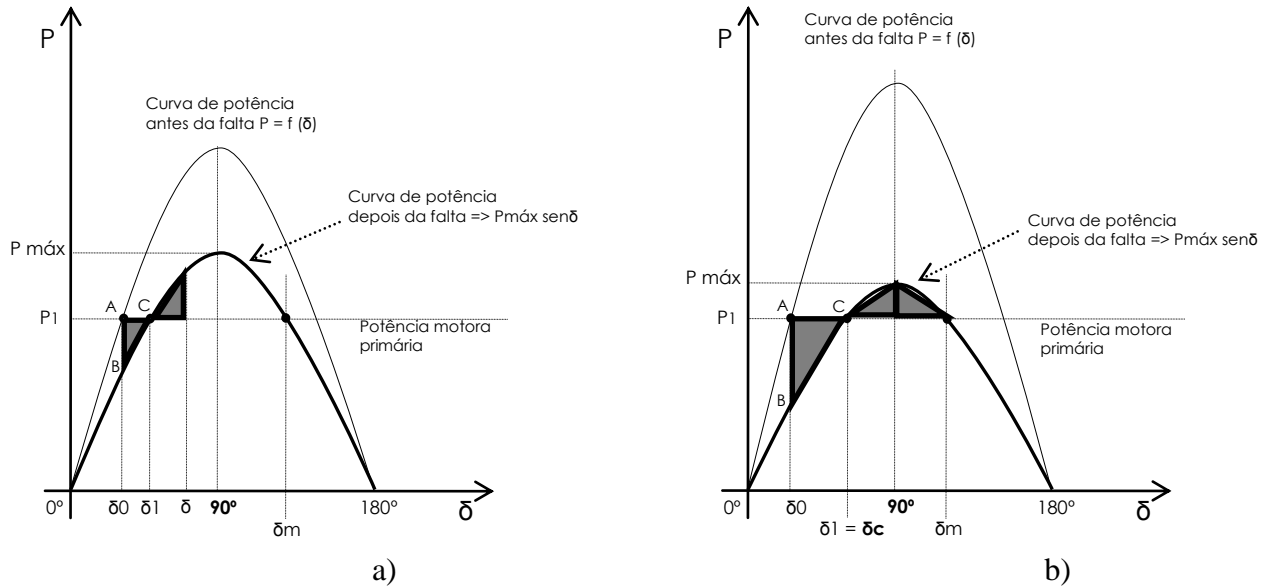
Figura 9 - Critério de igualdade das áreas de aceleração e desaceleração

O ponto de funcionamento na curva de potência antes da perturbação, representado na figura 9 a) com a letra "A", permitiu que o gerador após a perturbação oscilasse entre os ângulos de carga δ0 e δ sem atingir um δ de valor igual a 90º absorvendo a oscilação sem entrar numa zona de perda de sincronismo.

Se no instante do defeito o ponto de funcionamento, no que respeita ao ângulo de carga, se situasse próximo de δ = 90º poderia facilmente na fase de desaceleração entrar na zona instável e atingir o ângulo de carga máximo (δm) passando a ser uma instabilidade irrecuperável. "Para que os alternadores possam suportar variações graduais de carga, sem perda de sincronismo, os ângulos de carga são normalmente de cerca de 60º eléctricos, o que deixa uma margem de 30º eléctricos para cobrir o sistema de transmissão" (Barbosa, 2007), (Kundur, 2004).

A situação descrita no parágrafo anterior assume particular importância se durante uma oscilação de potência o centro eléctrico do sistema, ilustrado na Figura 10, se situar na zona de impedância

entre o gerador e o transformador ou em qualquer uma destas máquinas eléctricas. Esta é a condição que determina se um gerador deve ou não integrar a protecção de oscilação de potência e perda de sincronismo no seu sistema de protecções.
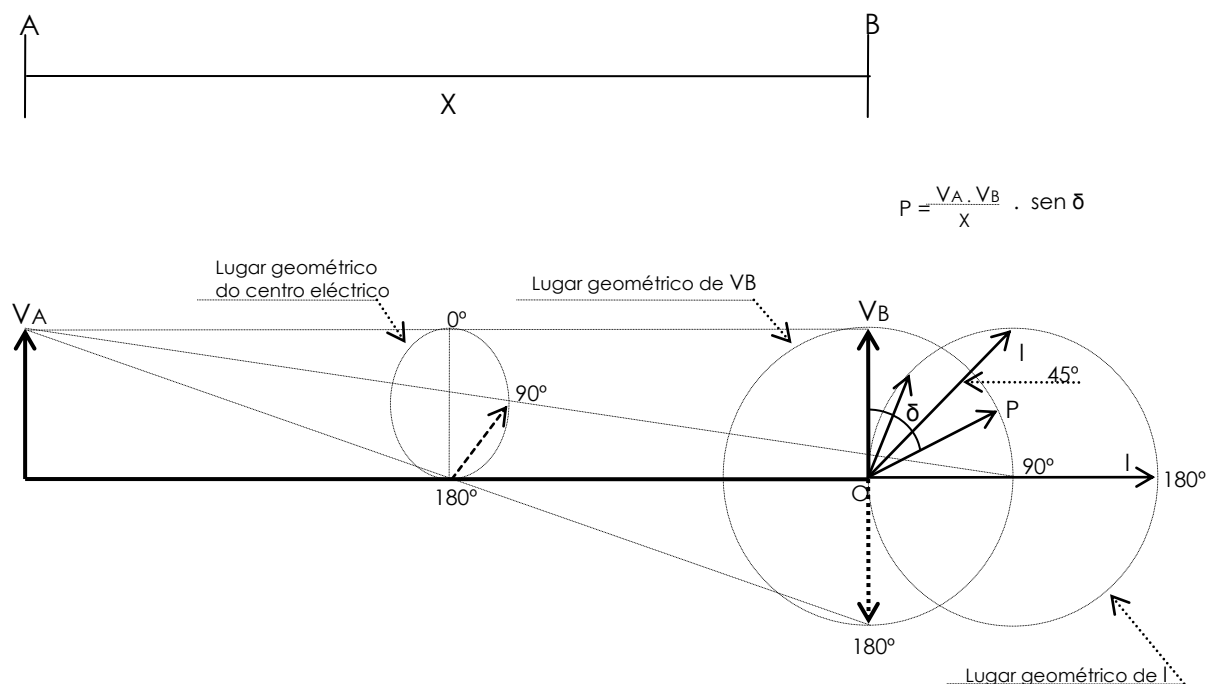
Figura 10 - Caracterização da Transmissão de Potência entre os pontos A e B

Os relés de protecção deverão possuir parâmetros que caracterizem o sistema eléctrico de energia, a montante e a jusante do ponto de instalação do relé. As grandezas de controlo são as reactâncias, que conjugadas com os valores de "δ" que configuram Os relés de protecção deverão possuir parâmetros que caracterizem o sistema eléctrico de energia, a montante e a jusante do ponto de instalação do relé.

As grandezas de controlo são as reactâncias, que conjugadas com os valores de "δ" que configuram instabilidades, estabelecem zonas de actuação do relé num plano X, R. A evolução do posicionamento da reactância da máquina nesse plano, bem como, o seu gradiente de variação no tempo, caracterizam a perturbação (oscilação de potência ou defeito efectivo) e promovem a actuação do relé de protecção.
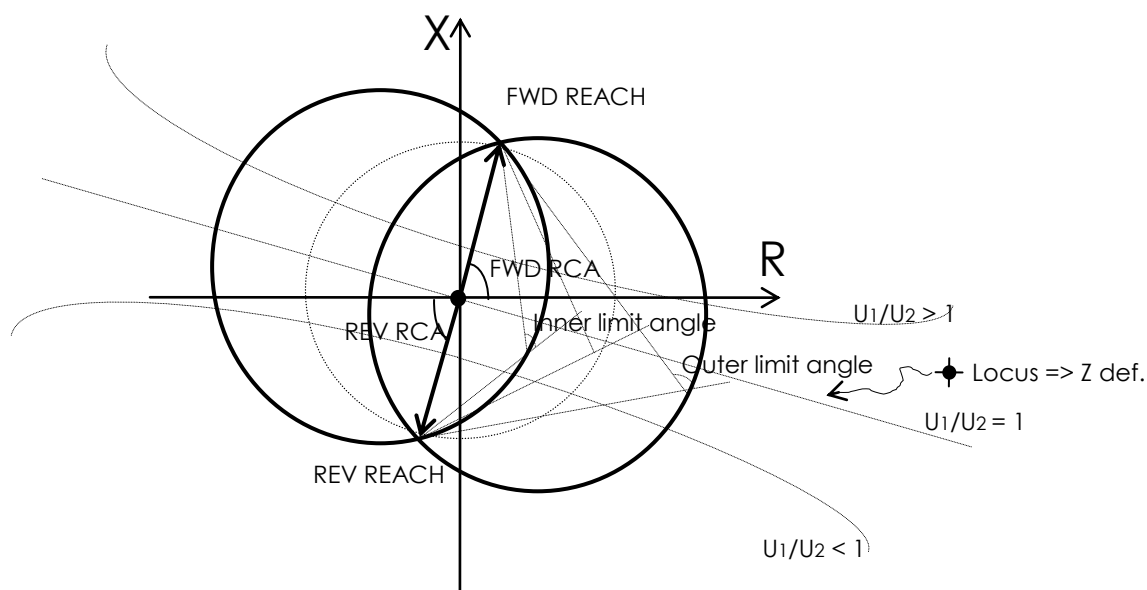
Figura 11 - Característica de Actuação da Protecção de Oscilação de Potência e perda de Sincronismo

Função 78 – Oscilação de potência e perda de sincronismo:

Para o cálculo dos parâmetros de regulação desta função de protecção foi seguida a metodologia descrita no documento “G60 Generator Managment Relay – UR Series Instructions Manual – GE Industrial Systems” (GE systems, 2008), balizados pelos valores de referência indicados no documento “IEEE Tutorial On The Protection of Synchronous Generators” (Mozilla, 1995).

Cálculos:

Tabela 24 - Cálculos da Oscilação de Potência e perda de Sincronismo

Características dos TI´s instalados:	
TI: 4000/1 A; 30 VA; cl 5P20	cl 5P20 => 1% de erro até In e 5% de erro até 20 x In
Razão do TI = 4000	
Características dos TT´s instalados:	
TT: 11000/√3 / 100/√3 V, 25 VA; cl 3P	cl 3P => 3% de erro (TT para protecções)

Razão do TT = 110 UccTR = 10 % X’d (alt) = 0,21 pu Valores fornecidos pela REN: Xeq rede SAV: máx. = 33,9 Ω; mín = 28,2 Ω Z Linha SAV/CAV = 0,039 + j 0,392 Ω	 Tensão de curto-circuito do transformador Reactância transitória do alternador Reactância equivalente da rede na SAV Impedância da linha SAV/CAV
$X_{TR} = \frac{Un^2(kV)}{S(MVA)} \times \frac{Ucc_{TR}(\%)}{100}$ XTR (pri) = 0,213 Ω $X_{TR(\sec)} = X_{TR(pri)} \times \frac{RazãoTI}{RazãoTT}$ ZTR = 0,337 + j 3,86 Ω $\|Z_{TR}\|_{porfase} = \frac{3,87}{sen(85^o)} = 3,89\Omega$	$X_{TR} = \frac{11^2}{56,75} \times \frac{10}{100} = 0,213\Omega$ $X_{TR(\sec)} = 0,213 \times \frac{4000}{110} = 7,75\Omega$ (entre fases) $X_{TR(\sec)} = \frac{7,75}{2} = 3,87\Omega$ (por fase) O ângulo de 85º é um valor típico nestas máquinas eléctricas, fornecido pelo fabricante das protecções.
$\|Z_{eq}\|_{radeSAV} = \frac{X_{eq(redeSAV)}}{sen(85^o)}$ $Z_{eq(redeSAV)} = 2,625 + J30\Omega$	Consideramos para Xeq rede SAV a média dos valores dados, 30 Ω $\|Z_{eq}\|_{radeSAV} = \frac{30}{sen(85^o)} = 30,115\Omega$
$Z_{b(alternador)} = \frac{U^2(kV)}{S_b(MVA)}$	$Z_{b(alternador)} = \frac{11^2}{56,75} = 2,13\Omega$ (primário)

$Z_{b(alternador)} = Z_{b(pri.alternador)} \times \frac{RazãoTI}{RazãoTT}$ $X_d^{'}(alt.\Omega) = X_d^{'}(alt.pu) \times Z_b(alt.\Omega)$ $\lvert Z_{alt} \rvert = \frac{X_{d(alternador)}^{'}}{sen(85^o)}$ = REV REACH Valor a introduzir no parâmetro REV REACH	$Z_{b(alternador)} = 2{,}13 \times \frac{4000}{110} = 77{,}45\Omega$ (sec) $X_d^{'}(alt.\Omega) = 0{,}21 \times 77{,}45 = 16{,}27\Omega$ $\lvert Z_{alt} \rvert = \frac{16{,}27}{sen(85^o)} = 16{,}33\Omega$
O parâmetro FWD REACH calcula-se adicionando as impedâncias do transformador, da linha CAV/SAV e a impedância equivalente da rede na SAV. FWD REACH = ZTR + Z Linha SAV/CAV + Xeq rede SAV FWD REACH = 34,38 Ω L 84,9º	FWD REACH = $= (0{,}337 + j3{,}86) + (0{,}039 + j0{,}392) + (2{,}625 + j30)$ $= 3{,}001 + j34{,}252\Omega$

<u>Valores de regulação a introduzir no relé e sua descrição:</u>

Tabela 25 - Parâmetros da Oscilação de Potência e perda de Sincronismo

POWER SWING SHAPE = mho	Tipo de curva “mho” ou “Quadrada”.
POWER SWING MODE = two step	Escolha de dois ou três passos de controlo na curva seleccionada.
POWER SWING SUPERV = 0,6 pu	Supervisão para habilitação da protecção.
POWER SWING FWD REACH =34,38 Ω	Parâmetro que informa o relé da impedância

	equivalente da instalação do lado deste para a rede eléctrica.
POWER SWING FWD RCA = 84,9º	Ângulo referente ao parâmetro FWD REACH.
POWER SWING REV REACH = 16,33 Ω	Parâmetro que informa o relé da impedância equivalente da instalação do lado deste para o gerador.
POWER SWING REV RCA = 85º	Ângulo referente ao parâmetro REV REACH.
POWER SWING OUTER LIMIT ANGLE = 105º	Parâmetro que define a curva externa da característica de oscilação de potência. É o PowerSwingRev mais 20% para segurança.
POWER SWING INNER LIMIT ANGLE = 60º	Parâmetro que define a curva interna da característica de oscilação de potência.
POWER SWING PICKUP DELAY 1 = 50 ms	Parâmetro que determina o tempo mínimo que a impedância *locus*[5] deve demorar na transição entre a curva externa e a interna para que o relé identifique a existência de oscilação de potência.
POWER SWING RESET DELAY = 5 ms	Parâmetro que determina o tempo mínimo após a saída do *locus* da curva externa da característica de oscilação de potência para ser efectuado o *reset* da existência de uma oscilação de potência.
POWER SWING PICKUP DELAY 3 =	Parâmetro que determina o tempo que o *locus* deve

[5] "**Locus**" ponto imaginário no plano X,R que represente a impedância do gerador em cada instante.

=10 ms	permanecer dentro da curva interna para que o relé fixe a ordem de disparo da protecção de oscilação de potência.
POWER SWING TRIP MODE = Delayed	Parâmetro que define o instante de saída da ordem de disparo, “*Early*” para disparo instantâneo ou “*Delayed*” para o disparo ser gerado apenas após a saída do *locus* da curva externa da característica da protecção de oscilação de potência.

4.3 PROTECÇÕES DO TRANSFORMADOR

As protecções do transformador são asseguradas por relés diferenciais da General Electric, do tipo DTP 2000. A protecção tratada neste trabalho é uma Diferencial de Transformador com 3 tomadas de medida, sendo que para além das duas tomadas correspondentes aos lados da alta e da baixa do transformador, integra também uma tomada para medir a corrente no circuito da derivação para os serviços auxiliares.

4.3.1 Diferencial do transformador

Objectivo: Protecção principal contra curto-circuitos entre fases e curto-circuitos francos entre espiras do transformador e protecção secundária contra curto--circuitos à terra na sua zona de cobertura, isto é, parte da instalação compreendida entre os TI's que alimentam o relé de protecção.

A actuação desta protecção deverá desligar rapidamente o transformador de modo a evitar instabilidade nas outras protecções, designadamente as de distância das linhas.

Para além desta protecção o transformador está protegido contra defeitos internos por uma protecção Buchholz, que num primeiro escalão de alarme que surge no início do defeito detecta também defeitos de ruptura entre as lâminas do núcleo magnético.

O risco de saturação dos transformadores de corrente no caso de curto-circuitos externos é elevado. É, por isso, importante que o relé diferencial se mantenha estável mesmo quando os transformadores de corrente estiverem demasiado saturados.

Os relés diferenciais concebidos para a função de bloco ou simplesmente para proteger transformadores, estão equipados com três níveis de restrição:

• Restrição para defeitos externos

Durante o tempo do defeito, a tensão do terminal do transformador principal é praticamente zero e no instante da eliminação do defeito, quando o disjuntor do circuito com defeito se abre, a tensão no terminal do transformador depressa aumenta. Isto poderá causar elevadas correntes de magnetização ou energização.

• Restrição para correntes de magnetização

Para unidades gerador-transformador equipados com disjuntor de gerador, é necessária restrição para as correntes de magnetização principalmente quando o transformador é alimentado a partir do lado de alta tensão. A restrição para correntes de magnetização é necessária para manter o relé estável quando um defeito num local próximo numa alimentação adjacente for eliminado.

• Restrição para sobreexcitação elevadas

A restrição de sobreexcitação é importante para relés diferenciais de transformador. Sem esta restrição, há um risco óbvio de que o relé diferencial possa disparar o gerador devido a excesso de tensão se uma parte substancial da carga for desligada ao eliminar um defeito. A tensão, então, aumenta imediatamente e mantém-se alta até que o regulador automático de tensão da máquina a traga de novo ao seu valor normal.

As pendentes de insensibilização do rele devem contemplar o valor mais alto que o valor máximo de corrente de magnetização do transformador pode tomar. Isto resulta num disparo rápido para defeitos graves com corrente de defeito elevada.

Requisitos que implicam a utilização de transformadores intermédios:

- Reproduzir os desfasamentos primários que resultam do tipo de ligação dos enrolamentos do transformador entre os lados de alta, média e baixa tensão;

- Alimentar o relé por um mesmo valor de corrente de ambos os lados do transformador (para uma mesma potência);

- Filtrar a componente homopolar da corrente (o ponto neutro de AT do transformador está ligado à terra), implicando a ligação estrela/triângulo no TI intermédio do lado de AT.

Nos relés numéricos multifunções estas operações são efectuadas internamente em função dos parâmetros introduzidos não sendo necessária a utilização de transformadores intermédios. No relé DTP2000 também não é necessário calcular e introduzir parâmetros para acerto do peso das diferentes tomadas de medida do relé, através dos parâmetros de base e das correntes que circulam no circuito sob protecção o relé efectua o cálculo internamente e considera os pesos adequados.

Na ligação de um transformador surge instantaneamente um pico de corrente que se reduz, em seguida, para o valor de corrente de magnetização do transformador. Como só aparece do lado de ligação, esta corrente comporta-se, no relé, como uma corrente diferencial, que contém sempre mais de 20% de harmónicos de 2ª ordem. Todavia, as protecções diferenciais utilizam essa componente para bloquear o disparo sempre que o seu valor atinja cerca de 20% (valor ajustável) do valor da componente diferencial fundamental, em qualquer fase. Depois de devidamente amplificada vai actuar em sentido oposto ao do disparo;

Analogamente, podem produzir-se correntes diferenciais, em consequência de um pico de corrente originado por um comportamento transitório desigual dos TI’s.

Regulação: a regulação engloba a selecção de parâmetros para as restrições atrás referidas e um parâmetro base que define a sensibilidade do relé. Este parâmetro terá de ser sempre maior que o valor da corrente diferencial permanente a valores nominais de exploração, designadamente da corrente diferencial resultante de respostas desiguais dos transformadores de medida e da exploração do transformador em tomadas diferentes da nominal para dar resposta a problemas de tensão da rede eléctrica. O valor de regulação recomendado pela generalidade dos fabricantes de protecções é de 0,3 x In, valor que garante a estabilização do relé perante fenómenos transitórios e de outros parâmetros definidores da curva de actuação do relé.

As diferentes pendentes da curva de actuação permitem introduzir diferentes níveis de insensibilização em função do número de vezes que o valor da corrente que circula nas barras exceda o valor da corrente nominal, sendo necessário valores de corrente diferencial mais elevados para actuação do relé quanto maior for o valor dessa corrente.

Função 87S – Diferencial de transformador:

Para o cálculo dos parâmetros de regulação desta função de protecção foi seguida a metodologia descrita no documento "Protección Digital de transformador DTP-B – Instrucciones GEK 106217A – GE Power Management" (GE, 2005).

Cálculos:

Tabela 26 - Cálculos da Diferencial de Transformador

TI lado AT = 800/1 A; 60 VA; cl 5P30 TI lado BT = 4000/1 A; 30 VA; cl 5P20 TI lado deriv.= 4000/1 A; 30 VA cl 5P20	cl 5P30 => 1% de erro até In e 5% de erro até 30 x In cl 5P20 => 1% de erro até In e 5% de erro até 20 x In
Sensibilidade a considerar:	O relé permite uma gama de regulação de 0,2 a 0,4 x

30% x In id = 0,3 x In	In. 0,3 x In foi o valor escolhido. (Valor típico) (GE, 2005, pg. 2-3)
$In = \frac{S}{\sqrt{3} \times Un}$ $Id = 0{,}3 \times 2979 = 893{,}7 A$	$In = \frac{56{,}75 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 11 \times 10^3} = 2979\ A$
Pendente K1: Erro dos TI's = 1% x 3 = 3 % Desvio de tomadas = 5%	1ª Pendente de insensibilização

Valores de regulação a introduzir no relé e sua interpretação:

Tabela 27 - Parâmetros da Diferencial de Transformador

Sensibibidade = 0,3 x In (GE, 2005, pg.11-6)	Este valor, que corresponde à corrente diferencial mínima para arranque da protecção (típico para protecções diferenciais de transformador com três tomadas de medida) garante estabilidade de actuação da protecção.
Pendente percentual K1 = 25% (GE, 2005, pg.2-5)	1ª Pendente de insensibilização para compensar pequenos erros dos TI's (1% x 3) e correntes diferenciais resultantes da exploração dos transformadores em tomadas diferentes das nominais (5%).
Pendente K2 = 50%	2ª Pendente de insensibilização para garantir

(GE, 2005, pg.2-5)	estabilidade perante defeitos externos susceptíveis de causar saturação nos TI's.
Inflexão K1-K2 = 5 x In (Permite valores entre 0-10)	
Diferencial instantânea sem restrições: (Tomada 87R) = 10 x In (Permite valores entre 4-12)	Valor de corrente diferencial que provoca a actuação instantânea da protecção sem quaisquer restrições. O valor escolhido pelo fabricante foi 10 x In.

5 IMPORTÂNCIA DA ANALISE TECNICO ECONOMICA

5.1 Introdução

O tipo de instalações que alberga normalmente os equipamentos estudados neste trabalho tais como, geradores e transformadores, são normalmente instalações de elevado custo, nas quais estão também outros equipamentos associados de grande importância, que requerem enormes quantias de dinheiro para a sua aquisição e manutenção. Por tudo isto e muito mais é de extrema importância proteger as instalações, os diversos equipamentos nela existente e os seus trabalhadores. Para auxiliar a protecção deste tipo de instalações existem diversas empresas que efectuam análises sobre os diversos equipamentos e situações perigosas existentes neste tipo de complexo industrial, a análise estudada chama-se SIS (*Safety Instrumented Systems*) que é explicada e referida neste capítulo.

Os valores indicados e utilizados mais adiante são todos eles valores reais utilizados no mercado de trabalho, contudo os valores que foram utilizados para os equipamentos a proteger (geradores e transformadores) não irão ser os mais concretos possíveis, devido à empresa (Alstom) que está à frente da empreitada não disponibilizar os valores reais destes equipamentos, dizendo que estes foram negociados como um todo (Central de Cogeração) e não por produto.

Relativamente os custos de reparação e custos de indisponibilidade são uma media de custos operacionais normalmente efectuados, no caso das reparações, e uma média dos lucros diários relativamente o tempo que a instalação esta parada por motivos de indisponibilidade relacionada com problemas dos equipamentos em questão.

5.2 Estudo SIS – Safety Instrumented Systems

5.2.1 Objectivos do Estudo SIS

O último estudo efectuado ao equipamento de instrumentação responsável pelas seguranças na Refinaria do Porto, foi efectuado em 2006 pela Honeywell com diversos objectivos. Estes prendem-se com a garantia por parte de uma entidade externa que cumpra as normas de segurança requeridas para equipamentos deste tipo. As normas (CEI 61508 E CEI 61511) pretendem adequar o equipamento de segurança às condições em que este deve operar, em concreto: o risco de falha do equipamento de segurança e quais as consequências de saúde, segurança, económicas e ambientais dessa falha (Honeywell, 2006).

A partir das conclusões obtidas pelo estudo, poderão ser estabelecidas intervenções de modo a adequar o equipamento em questão. O estudo efectuado não tem por missão criar essas alterações, apenas demonstrar o local ou motivo onde se deve verificar e incidir especial atenção.

5.2.2 SIF – Safety Instrumented Function

Uma função de segurança é uma função associada a um determinado equipamento com o fim de proteger a integridade deste, do meio ambiente e das pessoas. Estas funções são compostas por 3 partes: Sensores, Lógica programável e Actuadores. Geralmente, este tipo de funções actua por níveis muito altos ou muito baixos de determinadas entradas: sejam elas pressões, níveis, temperaturas, potências, etc.

O estudo SIS efectuado à refinaria do Porto não avalia e atribui níveis de integridade aos equipamentos de segurança individualmente, tais como, os sensores (inputs da função), a lógica que trata as medições e os actuadores, mas sim às funções de segurança (SIF) como um todo. Uma falha de um qualquer destes equipamentos provoca a falha da função de segurança, sendo por isso

necessário avaliar a função. É a estas funções que é exigido que cumpram com níveis de fiabilidade bastante elevados que permitam estar de acordo com os níveis SIL atribuídos.

5.2.3 Níveis SIL – Safety Instruments Level

Os níveis SIL são níveis qualitativos atribuídos a cada função de segurança. São atribuídos com base em duas fontes de dados importantes. A primeira é o impacto na segurança da falha dessa função de segurança. Esses dados não são de factos medidos, são avaliados e ponderados, por parte duma equipa de peritos estabelecida para essa tarefa (inclui pessoas de diferentes áreas dentro e fora da refinaria). A segunda fonte de dados é obtida via a mesma equipa de peritos que irá estabelecer qual o tempo médio entre execuções do equipamento de segurança (situações em que, por razões processuais, houve necessidade da função de segurança intervir).

Ambos estes parâmetros estão estabelecidos numa escala qualitativa de 5 valores diferentes:

Tabela 28 - Diferentes Níveis de Frequência de Execução das SIF

Categoria	Intervalo entre Ocorrências	Descrição
DO	Desconhecida	Nunca foi dada a conhecer na indústria
D1	> 20 anos	Nunca ocorreu no grupo Galp mas já foi ouvida na indústria
D2	4 a 20 anos	Já aconteceu na Galp
D3	6 meses a 4 anos	Já aconteceu diversas vezes na Galp
D4	< 6 meses	Já aconteceu diversas vezes no mesmo local da Galp

Tabela 29 - Diferentes Níveis de Severidade das Consequências da Falha de uma SIF

Categoria	Consequências	Descrição
S0	Sem feridos	Sem feridos e sem saúde afectada.
S1	Feridos superficiais	Não interfere com a performance de trabalho ou diminui a sua capacidade (inclui tratamentos de primeiros socorros).
S2	Feridos de grau médio	Afecta a performance de trabalho, pode levar no máximo até uma semana de recuperação e os ferimentos são reversíveis.
S3	Feridos de grau elevado	Afecta a performance de trabalho, pode ter um tempo muito longo de recuperação, são ferimentos que não são reversíveis, tais como perder um dedo, cegar ou ficar surdo.
S4	Uma a três mortes	Afecta a performance de trabalho permanentemente, pode ocorrer a morte de até no máximo três pessoas ou pode contrair uma doença que necessita de tratamento contínuo.
S5	Múltiplas mortes	Afecta a performance de trabalho permanentemente, deve ocorrer no mínimo quatro mortes ou pode contrair uma doença que necessita de tratamento contínuo.

Desta primeira avaliação, conjugando os dois níveis classificados segundo as tabelas apresentadas, obtém-se o nível SIL alvo. É este o nível que se pretende que a função de segurança cumpra.

Tabela 30– Nível SIL em Função das Consequências da Falha da SIF e da sua Frequência de Execução

Consequence Severity	Consequence Category			Demand Rate Category (time between demands)				
	S Health and Safety	L Economic	E Environment	D0 Negligible Demand	D1 > 20 years	D2 4 - 20 years	D3 0.5 - 4 years	D4 0 - 0.5 years
0	No Injury or Health Effect	No Loss	No Effect	-	-	-	-	-
1 (N)	Slight Injury or Health Effect	Slight Loss <10K USD	Slight Effect	-	-	a1	a2	a2
2 (L)	Minor Injury or Health Effect	Minor Loss 10-100k USD	Minor Effect	-	a1	a2	1	2
3 (M)	Major Injury or Health Effect	Local Loss 0.1-1M USD	Localised Effect	-	a2	1	2	3
4 (H)	Between 1 and 3 Fatalities	Major Loss 1-10M USD	Major Effect	-	1	2	3	4 (X)
5 (E)	Multiple Fatalities	Extensive Loss >10M USD	Massive Effect	-	2	3	4 (X)	X

IPF Safety Integrity Level (SIL)

(Honeywell, 2006)

Para cada nível SIL existe então uma gama de probabilidades de falha da função de segurança associada que esta deve cumprir. O cumprimento desta condição faz com que a função de segurança esteja de acordo com a norma CEI 61508.

A avaliação da função de segurança necessita de conhecer esta com todos os equipamentos e sistemas de *voting* associados. Serão consideradas as probabilidades médias de falha de cada um dos equipamentos individualmente (com recurso ao fabricante ou a dados típicos na industria) e mediante estes valores é calculada a PFD – *Probability of Failure on Demand* da função de segurança. Esta PFD indica directamente qual o nível SIL validado.

Tabela 31 - Relação entre Nível SIL e a PFD Requerida para o Cumprimento desse Nível

Níveis de Integridade de Segurança, Económico e Ambiental	PFD Requerido
a1	Valor aceite
a2	Alarme de aviso
1	10^{-2} a $<10^{-1}$
2	10^{-3} a $<10^{-2}$
3	10^{-4} a $<10^{-3}$
4	10^{-5} a $<10^{-4}$
X	Intolerável

Se o nível SIL validado for igual ou superior ao nível SIL alvo, então a função cumpre com os requisitos de segurança (pode eventualmente estar sobredimensionada).

Caso o nível SIL validado for inferior ao nível SIL alvo, então a função não cumpre com os requisitos de segurança estabelecidos na norma CEI 61508. Isto implica que se altere a função para que este atinja o nível desejado. Para tal deverá ser estudada a função e perceber qual dos seus

componentes está a causar a maior PFD e tentar reduzi-la se possível (aumentando o número de sensores no sistema).

Pode acontecer que o SIL alvo seja demasiadamente elevado para que se consiga atingir esse patamar alterando apenas os componentes da função de segurança. Nesses casos seria necessário reduzir as consequências da falha da função de segurança alterando o equipamento e os procedimentos de utilização, se possível.

Não é desejável ter funções de segurança, ainda que correctamente validadas, de níveis SIL 3 e 4, na Refinaria do Porto. Estes níveis de segurança não deveriam ser necessários numa instalação deste tipo, contudo pode ser necessário numa ou outra função particular.

A probabilidade de falha (PFD – *Probability of Failure on Demand*) de uma SIF é calculada segundo a definição na norma CEI 61508 (anexo VI dessa mesma norma) e com recurso a tabelas que contem dados típicos de falha de equipamentos utilizados na indústria de processo.

5.2.4 Níveis EIL e LIL

Os níveis EIL e LIL dizem respeito à integridade do ambiente e à integridade económica respectivamente. Ambos fazem parte do estudo efectuado pela Honeywell às instalações da refinaria. Estes níveis são calculados da mesma forma que os níveis de integridade de segurança SIL, com a diferença de que as consequências de desastre a analisar serão do ponto de vista ambiental e económico. O cálculo destas consequências não influencia os níveis de integridade de segurança SIL. Contudo estes níveis podem justificar a existência de determinadas funções de segurança mesmo quando a segurança não está posta em causa, por razões económicas e ambientais.

Tabela 32 - Níveis de Consequências Ambientais

Categoria	Consequências	Descrição
E0	Sem impactos	Sem efeitos sobre a natureza. Sem efeitos económicos.
E1	Impactos ligeiros	Impacto ambiental local. Com impactos financeiros insignificantes.
E2	Pequenos Impactos	Contaminação suficientemente grande para provocar danos sobre o ambiente ou uma única queixa. Sem danos permanentes sobre o ambiente.
E3	Impactos Locais	Contaminação repetida ou excedência de valores limite. Afecta propriedades vizinhas fora dos limites das vedações da empresa.
E4	Grandes Impactos	Danos severos sobre o ambiente. A empresa é obrigada a repor a situação inicial do local antes da incidência.
E5	Impactos extensos	Danos severos continuados sobre o ambiente numa grande área ou local de conservação da natureza. Constantes excedências de valores máximos obrigatórios pelo estado ou referidos como valores máximos para determinadas situações.

Tabela 33 - Níveis de Consequências Económicas

Categoria	Consequências	Descrição
L0	Sem perdas	Zero perdas
L1	Perdas Insignificantes	1000 Euros <10 Mil. Euros
L2	Perdas mínimas	10-100 Mil. Euros
L3	Perdas médias	0.1-1 Milhões. Euros
L4	Perdas grandes	1-10 Milhões. Euros
L5	Perdas extensas	>10 Milhões. Euros

5.2.5 Revisão da avaliação das SIF

Na avaliação SIL efectuada em 2006, algumas SIF foram sobre avaliadas, quer em termos de frequência de ocorrência, quer em termos de consequências do seu não funcionamento. Então teremos funções com SIL alvo superior ao SIL necessário e extremamente difícil de alcançar por simples alteração da função de segurança. Serão alvo de uma reavaliação as funções que tem um SIL alvo de 3 ou 4, uma vez que estes valores não deviam ser necessários, nem são desejáveis, para este tipo de indústria.

5.3 Custos e Preços dos diversos Equipamentos e Manutenções

5.3.1 Sistema de Protecções

Protecção dos Grupos: Os relés de Protecção dos Geradores acabam por ser os mais complicados porque na maioria dos casos o fabricante do gerador inclui no seu fornecimento os relés de protecção. Ainda assim, foi me fornecido o preço típico deste tipo de protecção que ronda os 7.500,00€

Figura 12 - Relé de Protecção do Gerador

Protecção dos transformadores: O Relé de Protecção dos Transformadores semelhantes aos que a Refinaria possui actualmente é uma unidade de Protecção Diferencial de Transformador (que para além da função de protecção diferencial, possui outras funções de protecção), e tem um custo unitário 4.750,00€.

Figura 13 - Relé de Protecção do Transformador

5.3.2 Equipamento a Proteger

Transformadores: Mais uma vez não foi de fácil acesso os preços concretos do custo dos transformadores, contudo o fornecedor (Efacec) deste tipo de equipamento explicou como se obtêm aproximadamente o preço dos mesmos. Assumindo que se trata de transformadores de potência (semelhantes aos que a Refinaria possui 16/20MVA) poderemos considerar um custo unitário a rondar 390.000,00€. Os custos dos novos transformadores dependem fortemente dos valores assumidos diariamente pelo cobre. O preço dos transformadores indicados são diferentes dos da nova Central de Cogeração que se compararmos pelas potências (estes com 63MVA) e restantes características obriga de imediato a uma subida de valores. Estes transformadores terão um custo a rondar unitariamente 1.100.000,00€.

Figura 14 - Transformador

Geradores: Os Geradores comprados pela Petrogal à Brush Electric para a Cogeração vieram com as turbinas a gás associadas, logo o preço fornecido pela Brush é unitário onde fornecem o preço do conjunto da turbina gerador que ronda os 15 Milhões de euros. Contudo, pela explicação via email por colaboradores da Brush Electric o equipamento mais caro e onde existe mais tecnologia e conhecimento envolvido é na turbina, por esse motivo, a turbina custa 12 Milhões de euros e o gerador 3 Milhões de euros.

Figura 15 - Gerador

Os valores indicados dizem respeito unicamente ao equipamento sem qualquer serviço de engenharia, instalação ou construção associado, os valores indicados são para equipamentos de fabricante Efacec e Brush, caso se pretenda comparar com outros fabricantes irá obviamente existir algumas alterações.

5.3.3 Custos de Manutenção

Indisponibilidade: Aquando da ocorrência de um incidente que obrigue a paragem das instalações da refinara, implica sempre alguns milhões de euros de prejuízo dado o tipo de instalações e produtos produzidos na mesma. Não sendo de fácil contabilidade o custo ou paragem de unidades basea-se nas despesas mínimas que a refinaria tem anualmente, sendo estes de 70 Milhões de

euros. Dado que um ano tem 365 dias equivale a 0,2 milhões de euros/dia. Como as instalações demoram em média a voltar os valores de produção 4 a 5 dias, o custo de cada paragem ronda aproximadamente 1 milhão de euros no período de 4 a 5 dias, se este valor pudesse ser calculado com valores reais poderia facilmente ultrapassar os 10 Milhões euros.

Custo de Reparação/Manutenção: Existem diversas pequenas reparações efectuadas aos grupos e transformadores da central eléctrica, contudo, são insignificantes perante as grandes reparações e manutenções de rotina que normalmente são efectuadas em função das horas de trabalho ou tempo de disponibilidade do equipamento. Dado que, para efeitos comparativos o valor médio de manutenções e reparações serve perfeitamente para estimar os custos anuais com os grupos e transformadores, na análise comparativa efectuada no capítulo seguinte os valores utilizados serão os custos médios dos transformadores e grupos. Os custos de manutenção com os grupos são de 1.9 milhões euros por cada 6 anos, e 0.4 milhões de euros com os transformadores, dando em média 343 mil euros ano.

5.4 Analise Comparativa da Implementação ou não das Protecções Eléctricas e as acções de Manutenção

Nesta análise comparativa vão ser utilizadas duas bases comparativas, uma delas é o custo do sistema de protecções relativamente a indisponibilidade e outros custos que poderão surgir caso os sistemas de protecções não fossem implementados ou falhem, a segunda comparação é relativamente a manutenção *versus* todos os restantes custos contabilizados, tais como sistemas de protecção, indisponibilidades do sistema e equipamentos em causa.

5.4.1 Analise comparativa da implementação ou não das protecções

Como se pode ver na Figura 16, a relação entre o custo das protecções e o custo do equipamento e indisponibilidade do sistema é enorme, logo à partida não faria sentido colocar um sistema desta

envergadura a funcionar sem sistema de protecções. Também é de salientar que os defeitos nos grupos e transformadores não ocorrem com grande frequência, isto deve-se também os sistemas de energia eléctrica estarem cada vez mais estáveis e serem cada vez mais eficazes ao nível da regulação e protecção dos mesmos.

Normalmente um grupo pode funcionar durante meses consecutivos, ou até mesmo anos, sem que as suas protecções sejam activadas, contudo, basta uma única vez a actuação das mesmas para que o sistema de protecções seja pago. Não faz sentido poupar algumas centenas de euros nas protecções eléctricas para poder vir a ter milhares de euros de prejuízo, obviamente este estudo não tenta demonstrar que as análises técnico-económicas sobre este tipo de instalações são ou não importantes, pois todos sabemos que não faz sentido que não as haja.

Figura 16 - Protecções VS Indisponibilidade/Equipamento

Os custos dos sistemas de protecção são aproximadamente 0,3% do custo dos equipamentos e da sua indisponibilidade, assim como era de esperar o valor das protecções é insignificante perante os equipamentos, logo aqui se vê que não se pode evitar ou poupar custos na aquisição dos mesmos.

5.4.2 Analise comparativa da utilização ou não da Manutenção Preventiva

Mais abaixo, será demonstrada a importância da manutenção deste tipo de equipamentos que podem implicar grandes prejuízos ambientais e humanos, influenciando também os custos totais da instalação.

A manutenção preventiva e curativa têm um grande impacto em termos de custos associados os equipamentos produtores, pois sempre que é efectuada uma manutenção ou intervenção nestes equipamentos são dispendidas grandes quantias de dinheiro. Nesta comparação iremos introduzir os custos dos sistemas de protecções, mas como iremos ver são insignificantes perante os custos totais.

Figura 17 – Manutenção vs Restantes Custos

Para efeitos de comparação os custos de manutenção são aproximadamente 6,7% dos restantes custos, mais uma vez se verifica que tanto os sistemas de protecção, como as acções de

manutenção são de extrema importância na fiabilidade do sistema e na maximização dos lucros resultantes do funcionamento deste equipamento.

Como já foi referido anteriormente, estes valores são aproximações aos valores reais. Se fosse possível utilizar valores reais e verificar a verdadeira percentagem da diferença entre a implementação ou não destes sistemas de protecção ou acções de manutenção, a diferença entre os custos com os equipamentos e as diversas acções de manutenção sobre eles efectuada seria bastante menor, vindo desta forma salientar a importância dos mesmos.

6 CONCLUSÃO

O resultado dos cálculos para cada uma das protecções abordadas é, na sua globalidade, muito aproximado aos valores dos parâmetros actualmente existentes nos relés de protecção dos grupos geradores da central Termo Eléctrica da Refinaria do Porto. Dado que a central Termo Eléctrica não tenha nada a ver com a central de cogeração da Galp Power, visto que uma tem uma potência instalada de 50 MVA e a outra 113,5 MVA, e são ambas de fornecedores diferentes, as regulações das protecções da Refinaria do Porto servem de exemplo para o dimensionamento, compreensão e interpretação dos valores e parâmetros utilizados pelas regras do IEEE.

Através de alguns relatórios enviados pela empresa Ensulmeci e Efacec à Central Termo Eléctrica sobre o dimensionamento de alguns equipamentos da nova Central de Cogeração, foi disponibilizado o dimensionamento das protecções dos transformadores, onde confirma a correcta regulação do DTP-B 2000 para a protecção do transformador. A única diferença é que usaram TI's com relação de 4000-5A e no presente trabalho optou-se por TI's com 4000-1A, optou-se pelos TI´s de 4000-1 devido a estes terem menores perdas, contudo a sua sensibilidade também é menor.

Como podemos verificar nos capítulos anteriores é dada uma grande importância em instalações deste tipo à segurança e continuidade de serviço. Como demonstração do empenho da empresa para evitar avarias nestes equipamentos, esta efectua estudos sobre o seu desempenho como é o caso do estudo SYS referenciados anteriormente, na contínua formação dos seus colaboradores, melhorias nos seus sistemas de controlo, protecção, manutenção e na recuperação dos seus equipamentos e sistemas utilizados.

A implementação dos sistemas de protecção e a utilização das várias manutenções disponíveis são indispensáveis para o correcto funcionamento das instalações. Neste trabalho os custos da manutenção e dos sistemas de protecção, são apenas 6.9 % dos custos totais com o gerador e

transformador, concluindo-se que o investimento nos sistemas de protecção é uma parcela pequena no investimento total.

Como trabalho futuro e consolidação de conhecimentos, seria a obtenção dos relatórios das protecções eléctricas dos grupos geradores, e efectuar a respectiva comparação com os valores obtidos no Capítulo 4. Seria também de elevada importância verificar discrepâncias ou valores que possam por algum motivo estar diferentes das protecções dimensionadas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFICAS

ABB (1986), “ABB Relays – Generator Protection Application Guide”, AG03-4005, 1986.

ABB Relaying Division (1994), “Protective Relaying, Theory and Application”, Coral Springs, FL, Marcel Dekker, 1994.

Amadeu C. (1977), “Introdução à Protecção dos Sistemas Eléctricos”, Professor da Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Minas Gerais, Editora – Edgard Blücher Ltda, 1977.

ANSI/IEEEC37 (1987),“GuideforACGeneratorProtection”, 1987.

Azevedo, Filipe (2006), “Estabilidade de Sistemas Eléctricos de Energia”, ISEP – ASEII, 2006.

Barbosa (2007), F. Maciel, “Estabilidade de Sistemas Eléctricos de Energia”, Universidade do Porto, Faculdade de Engenharia – 2007.

Barrenetxea (1997), Andoni Iriondo, “Protecciones de Sistemas de Potência”, Serviço Editoral – Argitalpen Zerbitezua, Universidad del Pais Vasco, 1997.

Badr, M. A, Mahrous, S., Eteiba, M. B. (1993), “Loss of Field Solid State Relay for Protection of Synchronous Machines”, Electric Machines and Power Systems, Vol. 21, No. 5, September/October 1993.

Benmouyal, G. (1988), “Design of a Universal Protection Relay for Synchronous Generators”, Paper No. 34-09, CIGRÉ, Session 1988.

Benmouyal, G., Barceloux, S., Pelletier, R. (1992), “Field Experience With a Digital Relay for Synchronous Generators”, IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 7, No. 4, October 1992.

Blackburn, J. Lewis (1997), “Protective Relaying – Principles and Applications – Second Edition”, Marcel Dekker, Inc. 1997.

Camila Zago (2009), “A importância do Estudo da Viabilidade Económica de Projectos nas Organizações Contemporâneas”, Convibra, 2009.

CEMIG - Divisão de Treinamento Técnico (1983), “Geradores Síncronos - Curvas de Capacidade”, Belo Horizonte, MG, Dezembro de 1983.

ELIN Industrial (2006), “ELIN Power Plant Automation – IEGL 25 – Rotor Earth Fault Protection”, 2006.

Elgerd, O. I. (1982), Electric Energy Systems Theory, Second Edition, McGraw-Hill Inc., 1982.

Elkateb, M. M. (1992), “Seen Impedance by Impedance Type Relays During Power System Sequential Disturbances”, IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 7, October 1992.

GE Consumer & Industrial (2005), “Protección Digital de transformador DTP-B – Instrucciones GEK 106217A – GE Power Management, 2005.

GE Energy (2008), Ensulmeci-Efacec, Generator data sheet, reference 4800-EL-TG-ET-GE-0221-R00, 2008.

GE Industrial Sytems (2008), “G60 Generator Managment Relay – UR Series Instructions Manual – GE Industrial Systems”, 2008.

GEC Measurements (1987), “Protective Relays Application Guide”, Third Edition, England, June, 1987.

Honeywell (2006), “Estudo SIS – Safety Instrumented Systems”, 2006.

Horowitz, S. H. and Phadke (1995), “Power System Relaying”. Second Edition, 1995.

IEEE (1981), Working Group on Computer Modelling of Excitation System, "Excitation System Models for Power System Stability Studies - IEEE Committee Report", IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 2, February 1981.

IEEE Power System Relaying Committee Report (1988), “Survey of Experience With Generator Protection and Prospects for Improvements Using Digital Computers”, IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 3, No. 4, October 1988.

Joe Mooney (2005), P.E. and Normann Fischer, “Application Guidelines for Power Swing Detection on Transmission Systems”, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. , 2005.

Kundur (2004), P, IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, “IEEE transactions on power systems”, vol. 19, no. 2, may 2004.

Kundur, P. (1993), “Power System Stability and Control”, EPRI - McGraw-Hill, 1993.

Mason, C. Russell, “The Art & Science of Protective Relaying”, General Electric.

Mozilla (1995), C. J., “IEEE Tutorial On The Protection of Synchronous Generators”, IEEE Service Center, 1995.

Mozina, C. J. (1995), “Upgrading Generator Protection Using Digital Technology”, Canadian Electrical Association, Vancouver, B.C., March 1995.

Norma Internacional CEI 34-1 (1996), décima edição 1996 – 11, Rotating Electrical Machines.

Norma “ANSI/IEEE C37.2-1979”, American Nacional Standart – IEEE Standart Electrical Power System Divice Function Numbers.

Profindo (2007), “Central de Cogeração da Refinaria do Porto, estudo do Impacto Ambiental”, Resumo não Técnico, Junho 2007.

Paiva, José Pedro Sucena (2007), “Redes de Energia Eléctrica – Uma Análise Sistémica – 2ª Edição”, Editora IST Press – Lisboa 2007.

Pavini, A. and John, T. J. (1995), “Field Assessment of Generators Reactive Capability”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 1, February 1995.

Sangrá, Paulino Montané (1993), “Protecciones en las instalaciones Eléctricas – Evolução y perpectivas – 2ª Edição”, Marcombo Boixareu Editores – Barcelona 1993.

Technoedif (2009), Ensulmeci-Efacec, descrição e caracterização geral dos transformadores principais e secundários, reference 4800-EL-TP-MD-TE-0414, 2009.

Viotti, F. A. (1979), “Proteção de Geradores de Grande Porte”, Ciclo de Palestras e Estudos, GCOI/GTP - Eletrobrás, 1979.